L'ÉNERGIE AU CANADA
OFFRE ET DEMANDE 1985 - 2005

RÉSUMÉ

OFFICE NATIONAL DE L'ÉNERGIE
OCTOBRE 1986

© Ministre des Approvisionnements et Services Canada 1986

No. du Cat. NE23-15/1986-1F
ISBN 0-662-94006-7

Ce rapport est publié séparément dans les deux langues officielles.

Exemplaires disponibles auprès du:

Bureau du soutien de la réglementation
Office national de l'énergie
473, rue Albert
Ottawa (Canada)
K1A 0E5
(613) 998-7204

This report is published separately in both official languages.

Copies are available on request from:

Regulatory Support Office
National Energy Board
473 Albert Street
Ottawa, Canada
K1A 0E5
(613) 998-7204

Imprimé au Canada

Printed in Canada

ERRATUM

OFFICE NATIONAL DE L'ÉNERGIE

L'ÉNERGIE AU CANADA

Offre et demande 1985-2005

RÉSUMÉ

Octobre 1986

Page 19 Tableau 5

La production de butanes dans le scénario de prix bas en 2005 devrait être de 6,7 au lieu de 5,4.

Table des matières

	Page
Avant-propos	(i)
Faits saillants	(ii)
Introduction	1
Demande d'énergie	5
Pétrole	9
Gaz naturel	13
Électricité	17
Autres formes d'énergie	19
Bilans énergétiques	23
Observations finales	27
Abréviations des noms, termes et unités de mesure	28

Avant-propos

L'Office national de l'énergie ("ONÉ" ou "Office") a été créé par une Loi du Parlement en 1959. Aux termes de la Loi sur l'Office national de l'énergie, les pouvoirs de réglementation de l'ONÉ comprennent la délivrance de licences pour les exportations de pétrole, de gaz et d'électricité, la délivrance de certificats d'utilité publique pour les pipelines interprovinciaux et internationaux et les lignes internationales de transport d'électricité, et l'établissement de droits justes et raisonnables pour les pipelines relevant de la compétence fédérale. La Loi exige aussi que l'Office passe en revue les perspectives de l'offre canadienne, en ce qui concerne tous produits énergétiques importants, notamment l'électricité, le pétrole et le gaz naturel ainsi que leurs sous-produits, de même que les perspectives de la demande en matière d'énergie canadienne, au Canada et à l'étranger.

Depuis sa création, l'Office a établi et mis à jour des prévisions concernant les approvisionnements et les besoins en matière d'énergie, et a, de temps à autre, publié des rapports sur ces prévisions après avoir obtenu les points de vue des parties intéressées. Le plus récent de ces rapports a été publié en septembre 1984. Il a été préparé par le personnel de l'Office sans que les membres de l'Office aient à tenir une audience officielle comme cela avait été le cas auparavant. Lors de sa préparation, le personnel de l'Office a tenu compte des mémoires écrits présentés par les parties intéressées à la suite d'une invitation ouverte lancée par l'Office.

Depuis septembre 1984, les perspectives que présentent les marchés d'énergie ont changé, traduisant ainsi une modification des perceptions quant à l'avenir des prix de l'énergie, de l'activité économique, de la disponibilité des approvisionnements énergétiques. Les politiques gouvernementales des provinces, du Canada et des États-Unis, notre plus grand client énergétique, ont également changé. Dans les deux pays, ces changements ont eu pour effet de réduire la réglementation des marchés énergétiques, ce qui pourrait avoir d'importantes conséquences pour l'offre et la demande en matière d'énergie.

À la lumière de ces changements et du besoin concomitant de réévaluer les perspectives d'avenir, l'Office a annoncé, en mars 1986, que son personnel mettrait à jour le rapport de septembre 1984. L'Office a souligné que cette mise à jour serait totalement distincte de ses activités de réglementation.

Pour l'établissement de ce rapport, on a simplifié le processus de consultation, car l'objectif poursuivi était de profiter des conseils des parties intéressées tout en réduisant les coûts pour celles-ci ainsi que pour l'Office. Bien que la présentation d'informations, par tous ceux qui désiraient le faire, ait été la bienvenue, l'Office n'a pas demandé qu'on lui soumette des mémoires officiels. Le personnel de l'Office a établi les hypothèses et les résultats préliminaires, il a consulté les gouvernements provinciaux, l'industrie et d'autres parties intéressées; et c'est en fonction de ces consultations qu'il a donné leur forme définitive aux prévisions. Nous tenons à remercier tous ceux qui ont généreusement offert le temps et le fruit de leurs compétences pour réaliser cette entreprise; leur apport a été très précieux.

Le présent résumé fournit un aperçu des grandes hypothèses et des résultats de l'analyse de l'offre et de la demande en matière d'énergie au Canada. Les interprétations et les conclusions présentées n'engagent, naturellement, que le personnel de l'Office. On peut obtenir des exemplaires du présent résumé ou du rapport détaillé en s'adressant au Secrétaire de l'Office, 473, rue Albert, Ottawa (Ontario) K1A 0E5.

Unités énergétiques

Les unités énergétiques les plus courantes, dans le présent rapport, sont le gigajoule (GJ) et le pétajoule (PJ). Un plein d'essence de 30 litres contient environ un gigajoule d'énergie. Un pétajoule est égal à un million de gigajoules. Une ville de la grandeur de Toronto ou de Montréal utilise un pétajoule d'énergie pour tous ses besoins (chauffage, éclairage, transports, etc.) environ toutes les 17 heures. Le tableau à la dernière page du résumé donne certains principaux facteurs de conversion utilisés pour compiler et convertir les données utilisées dans le présent document.

Faits saillants

L'analyse du présent rapport a été menée selon deux scénarios du prix du pétrole. Dans *le scénario de prix élevé du pétrole*, les prix mondiaux du pétrole passent à 27 $ US (1986) par baril d'ici 1993, puis demeurent inchangés en chiffres réels jusqu'à 2005. Dans *le scénario de prix bas du pétrole*, les prix mondiaux passent à 18 $ US (1986) par baril d'ici 1992 et se maintiennent à ce niveau par la suite. Dans les deux scénarios, nous présumons que les prix du gaz naturel sont équivalents au prix du mazout lourd, les prix de détail ne différant qu'en raison des coûts de transport et de distribution et des taxes. Nous présumons que les prix de l'électricité demeurent constants en chiffres réels dans les deux scénarios de prix du pétrole. La croissance économique est différente dans les deux scénarios, ce qui reflète les répercussions sur la croissance économique des différents prix du pétrole.

Demande

L'utilisation de l'énergie au Canada devrait croître à 1,5 pour cent par an dans le scénario de prix élevé du pétrole et à 1,9 pour cent par an dans le scénario de prix bas, entre 1985 et 2005.

Notre évaluation est que la demande d'énergie au Canada continuera de croître plus lentement que l'économie; des gains en matière d'économie d'énergie seront réalisés même si les prix du pétrole sont inférieurs aux niveaux du début des années 1980. La part du pétrole sur le marché continuera de décliner jusqu'au point où le pétrole sera essentiellement utilisé pour les transports, et les parts du gaz naturel et de l'électricité augmenteront. La quantité de pétrole utilisée augmente dans les deux scénarios de prix pendant toute la période de prévision.

Pétrole

Les approvisionnements de pétrole provenant de sources classiques de l'Ouest canadien sont en baisse. Le prix déterminera la mesure dans laquelle les approvisionnements canadiens sont développés à partir des régions pionnières et des sables pétrolifères, ou la mesure dans laquelle il faudra importer du pétrole.

Dans le scénario de prix bas du pétrole, d'importants besoins en importations de pétrole brut léger et de produits pétroliers se feront sentir dans la deuxième moitié de la période de prévision. Dans ce scénario, de grandes quantités de pétrole importé seront nécessaires en Ontario. Dans le scénario de prix élevé, la production de pétrole des régions pionnières devient faisable, ce qui stoppera la chute de la capacité de production au cours de la deuxième partie de la période. Il est possible de compter sur davantage d'approvisionnements en pétrole brut léger grâce à la valorisation de pétrole brut lourd, ce qui explique que les importations de bruts légers sont inférieures par rapport au scénario de prix bas. Les importations pourraient être encore réduites si davantage d'usines de valorisation de pétrole brut lourd que nous ne l'avons prévu, étaient construites.

Dans le scénario de prix élevé, nous prévoyons que la capacité de production de pétrole brut lourd de sources classiques et celle de bitume accuseront une forte croissance au cours de la période d'étude, tandis que dans le scénario de prix bas, cette capacité décline légèrement. Dans les deux scénarios, il existe, jusqu'en 2005, des approvisionnements excédentaires de pétrole brut lourd par rapport aux besoins canadiens.

Gaz naturel

Les approvisionnements en gaz naturel de l'Ouest canadien satisferont la demande canadienne et les exportations prévues en vertu des licences actuelles jusqu'à l'an 2000, environ. Dans le scénario de prix élevé, il existe davantage d'additions aux réserves, une capacité de production supérieure, une demande canadienne inférieure et des exportations potentielles plus importantes. S'il y avait différenciation de prix entre les secteurs industriel, résidentiel et commercial, ou si le prix de gros du gaz naturel devait s'élever en fonction de celui du mazout lourd, la demande devrait diminuer et les approvisionnements augmenter, ce qui entraînerait d'importants excédents potentiels pendant une période plus longue.

Le coût de la découverte de nouveaux approvisionnements dans l'Ouest canadien augmentera à la longue, à mesure que les quantités découvertes par rapport aux activités de forage continuent de décliner et à mesure qu'une part croissante de la production provient de réservoirs à faible productivité. Nous n'avons pas inclus la production des régions pionnières dans l'un ou l'autre scénario. L'ampleur de la mise en valeur des approvisionnements des régions pionnières va dépendre du résultat des découvertes, des progrès techniques et du coût des approvisionnements par rapport aux prix du marché. Pour accroître sensiblement les exportations il faudrait vraisemblablement réaliser ces projets de mise en valeur.

Électricité

Nous prévoyons une croissance à environ 2,6 pour cent par an de la

demande canadienne d'électricité pour la période d'étude. Il est probable que la capacité de production sera réalisée pour répondre aux besoins canadiens et à la demande américaine d'importations d'énergie garantie en provenance du Canada. La capacité de production devrait passer de 90 gigawatts en 1984 à environ 140 en 2005. La majeure partie de cette nouvelle capacité de production sera de nature hydroélectrique, mais il y aura aussi de fortes augmentations de la capacité de production à partir du charbon et d'origine nucléaire.

Autres formes d'énergie

Les pentanes plus, utilisés essentiellement comme agent de réduction de la viscosité pour le transport du pétrole brut lourd et du bitume, se feront rares. Dans le scénario de prix élevé, des solutions de rechange pourraient être requises dès 1989. Nous ne prévoyons aucun problème sérieux d'approvisionnement en propane et en butanes; l'approvisionnement en éthane devient insuffisant à la fin des années 1990.

La demande de charbon canadien, qui est destiné principalement à des fins thermiques, devrait croître d'environ 3 pour cent par an pendant la période de prévision. La majeure partie de nos exportations est constituée de charbon métallurgique; la croissance des exportations dépendra de notre compétitivité à l'échelle internationale.

L'utilisation d'énergies de remplacement, y compris le bois, les déchets du bois et les énergies éolienne et solaire augmentera au cours de la période de projection, mais leur part de l'utilisation totale de l'énergie n'augmentera probablement pas en raison des prix relativement bas des formes classiques d'énergie.

Introduction

Dans le présent rapport, nous exposons les grandes lignes des principales tendances des marchés canadiens de l'énergie, selon notre analyse des renseignements actuellement disponibles sur les changements possibles des principales variables fondamentales et leur incidence sur l'offre et la demande d'énergie.

Au moment de la préparation du rapport de septembre 1984, les marchés mondiaux de l'énergie se caractérisaient par d'importants approvisionnements excédentaires de tous les produits énergétiques. Le prix mondial du pétrole avait chuté en chiffres réels depuis 1981 et on assistait, aux États-Unis, aux débuts d'un marché au comptant pour le gaz naturel.

Depuis lors, l'approvisionnement excédentaire s'est maintenu et d'importants événements sont survenus sur les marchés du pétrole et du gaz, ce qui a rendu l'analyse nécessaire au présent rapport bien plus difficile que ce n'était le cas en 1984. Les facteurs sous-jacents à la chute des prix réels du pétrole en 1985 et au début de 1986 peuvent refléter les conditions à long terme de l'offre et de la demande. En conséquence, les projections relatives au prix mondial du pétrole sur lesquelles est basé le présent rapport sont bien plus basses que celles utilisées en 1984.

Les prix mondiaux du pétrole dépendront de l'offre et de la demande internationales de pétrole, et de la mesure dans laquelle l'OPEP peut exercer son pouvoir sur le marché. Étant donné qu'il plane une grande incertitude quant à l'évolution des prix mondiaux du pétrole, notre approche consiste à élaborer deux projections relativement à ces prix mondiaux. Nos deux projections utilisent des prix moyens annuels soutenables dont les niveaux dépendent d'hypothèses de comportement différentes en ce qui concerne la demande mondiale de pétrole, l'évolution et le coût des approvisionnements ne provenant pas de l'OPEP, la part du marché qui revient aux pays de l'OPEP et les moyens de pression que peut exercer l'OPEP en conséquence.

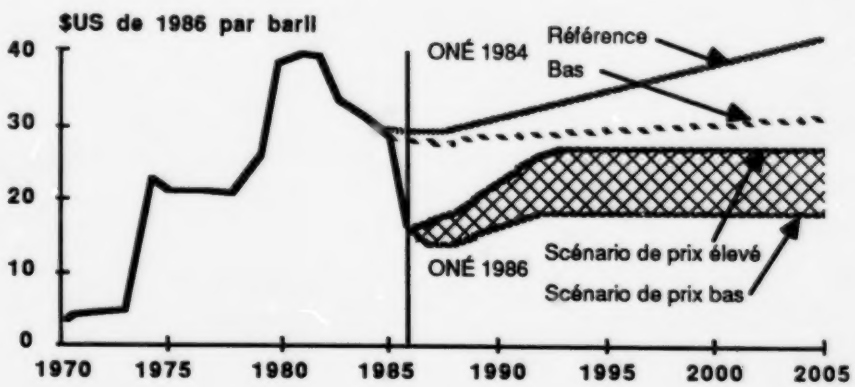
La définition des scénarios de prix bas et élevé ne signifie pas que les prix du pétrole demeureront, d'une année à l'autre, conformes à l'un de ces scénarios. Le prix du pétrole oscillera très vraisemblablement au-dessus ou au-dessous de chacun de ces scénarios pour n'importe quelle année, mais il n'est pas possible de prévoir ces fluctuations. En outre, il est possible que le scénario réel soit un amalgame des deux projections, par exemple, qu'il soit proche du scénario de prix bas dans les premières années, pour s'orienter à la longue vers le scénario de prix élevé, d'ici la fin de la période d'étude.

Il s'agit d'une approche différente de celle utilisée dans le rapport de septembre 1984, dans lequel nous nous étions concentrés sur un cas de référence et sur une fourchette plausible relativement à ce cas. La présente étude vise essentiellement à analyser quelle serait la différence pour l'offre et la demande d'énergie au Canada si les prix mondiaux du pétrole devaient évoluer à peu près comme le prévoit une projection ou l'autre.

Nos deux projections des prix mondiaux du pétrole apparaissent à la figure 1. Dans chaque cas, les prix devraient augmenter jusqu'au début des années 1990, puis demeurer constants en chiffres réels. La figure 1 montre aussi que nos hypothèses quant aux prix mondiaux du pétrole sont inférieures à celles du rapport de septembre 1984.

Le scénario de prix bas du pétrole présume que la demande internationale de pétrole ne sera pas sensiblement affectée par le prix bas et

Figure 1
Prix mondiaux du pétrole



qu'il y aura suffisamment d'autres sources d'énergie que celles de l'OPEP disponibles pour empêcher le prix soutenable à long terme de dépasser environ 18 $ US (1986) par baril.

Le scénario de prix élevé du pétrole présume une demande internationale de pétrole plus importante et des approvisionnements plus chers, moins abondants et ne provenant pas de l'OPEP, ce qui donnera aux producteurs de l'OPEP une plus importante part du marché et davantage de pouvoir sur ce marché. Cependant, à 27 $ US (1986) par baril, on présume que les autres sources d'énergie sont suffisantes pour empêcher la hausse des prix soutenables du pétrole. Nous insistons sur le fait que notre choix de 27 $ US (1986) comme prix maximal soutenable dans le scénario de prix élevé reflète un jugement sur les coûts d'autres approvisionnements suffisants: s'ils coûtent davantage (ou moins), le prix du pétrole pourrait être maintenu à un niveau plus élevé (ou plus bas).

Étant donné que les prix du pétrole influencent la croissance économique globale et que la croissance économique influe sur la demande d'énergie, nous utilisons différentes projections de croissance économique pour les deux scénarios de prix du pétrole. Pour le pays tout entier, les prix bas du pétrole suscitent une activité économique de niveau plus élevé que les prix élevés du pétrole, parce qu'à la longue, les répercussions positives des prix bas réels du pétrole sur la demande de biens non énergétiques et de services, compensent les répercussions négatives sur les recettes d'exportation d'énergie et sur la croissance du secteur de l'énergie.

La croissance économique canadienne se situe à environ 3,3 pour cent chaque année de 1984 à 1990 et à 2,7 pour cent de 1990 à 2005 dans le scénario de prix bas du pétrole, par rapport à 2,9 et à 2,4 pour cent par année pour les mêmes périodes dans le scénario de prix élevé. Les différences entre les deux scénarios ne reflètent que les différences dans les prix projetés du pétrole; d'autres facteurs pourraient provoquer une hausse ou une baisse de la croissance économique du Canada par rapport aux niveaux prévus. À long terme, ces projections sont basées sur nos prévisions de la croissance de la main-d'oeuvre et de l'amélioration de la productivité; à court terme, la croissance peut dépasser le potentiel à long terme, étant donné qu'il y a des ressources non employées.

Nos projections de la croissance économique ne présument aucune autre augmentation de la part des services dans la production totale. Cette hypothèse est importante pour la projection de la demande d'énergie parce que les services consomment moins d'énergie que la production de biens.

Bien que la croissance économique soit projetée à un niveau plus élevé dans le scénario de prix bas du pétrole pour le Canada tout entier et particulièrement en Ontario, la croissance en Alberta est plus élevée dans le scénario de prix élevé du pétrole, ce qui reflète la concentration relativement plus élevée de la production de ressources énergétiques dans cette province (tableau 1).

Tant au Canada qu'aux États-Unis, d'importantes mesures ont été prises pour réduire la réglementation du gaz naturel. Au moment de la préparation du présent rapport, le processus de déréglementation était encore en cours dans les deux pays et la façon dont fonctionneraient des marchés concurrentiels demeurait incertaine, particulièrement la façon de déterminer les prix du gaz naturel pour des utilisateurs ultimes différents. En conséquence, il s'est avéré particulièrement difficile de déterminer l'évolution appropriée des prix du gaz naturel.

Étant donné la capacité des grands consommateurs, tant dans l'industrie que dans les services publics,

Tableau 1

Produit intérieur brut réel par région

(Moyenne des taux annuels de croissance - pourcentage)

	1975-1984	1984-1990		1990-2005	
		Scénario de prix bas	élevé	Scénario de prix bas	élevé
Atlantique	2,6	2,1	2,2	2,2	2,2
Québec	1,7	3,3	2,8	2,5	2,2
Ontario	2,4	4,0	3,3	2,7	2,4
Prairies	3,1	2,2	2,8	2,7	2,7
C.B. et Territoires	3,1	3,0	2,5	2,5	2,3
Canada	2,5	3,3	2,9	2,7	2,4

Nota: Les chiffres de ce tableau ont été arrondis.

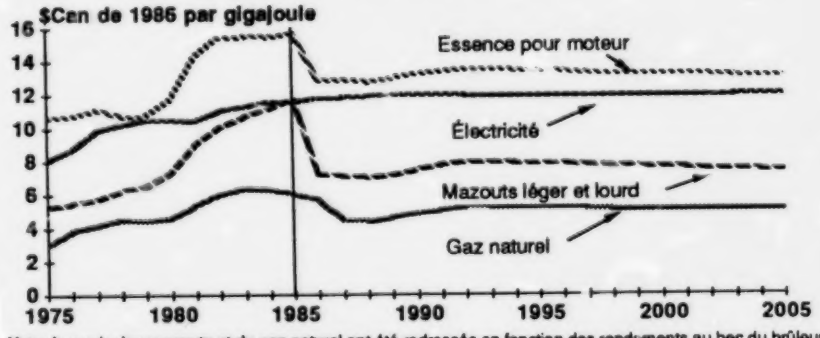
de passer du gaz naturel au mazout lourd, et vice versa, avec peu de préavis, quand les prix le justifient, et en présumant des marchés concurrentiels, nous avons choisi de présumer que les prix du gaz naturel suivraient les prix du mazout lourd au Canada et aux États-Unis. Dans ce cas, les prix du gaz sont les mêmes pour tous les utilisateurs dans les deux pays, exception faite des différences dans le coût du transport entre les sources et les utilisateurs. Nous présumons donc que les prix du gaz naturel dans les secteurs résidentiel, commercial et industriel ne différeront que par les coûts de distribution différents pour chaque secteur et non en raison de différenciation sectorielle du prix du gaz naturel.

Une autre hypothèse consisterait à baser la différenciation de prix sur la valeur du gaz dans chaque secteur. Les prix du gaz dans les secteurs résidentiel et commercial pourraient être sensiblement plus élevés et rivaliser néanmoins avec les prix du mazout léger et de l'électricité. Dans cette hypothèse, et si les marchés sont disponibles, les prix moyens élevés du gaz naturel encourageraient les approvisionnements additionnels à partir des régions classiques et des régions pionnières.

À court terme au moins, il est probable que les prix reflèteront une combinaison de ces deux possibilités. Comme de nouveaux arrangements en matière de réglementation sont élaborés tant au Canada qu'aux États-Unis, on peut concevoir que les États-Unis, qui ont un marché plus vaste et où la compétition est plus grande, s'orienteraient davantage que le Canada vers l'absence de différenciation de prix. Nous prévoyons que les prix du gaz américain influenceront les prix canadiens par le commerce international.

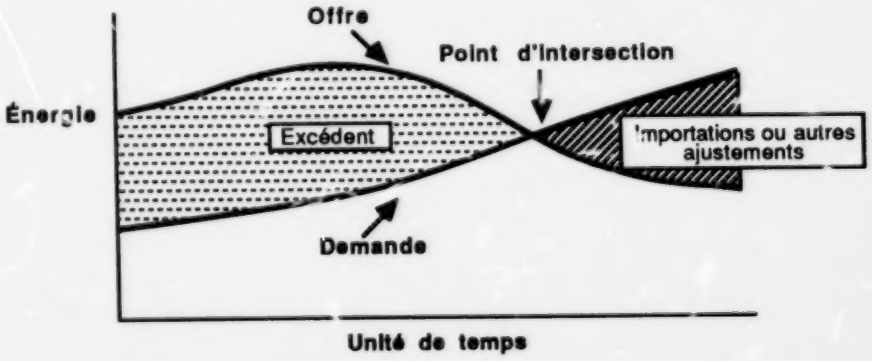
Nous n'avons pas examiné quel serait l'impact d'un scénario de différenciation de prix sur nos bilans de l'offre et de la demande de gaz naturel; cependant, nous reconnaissons qu'on peut raisonnablement prévoir que les prix du gaz naturel seront plus élevés que ceux sur lesquels nous avons fondé l'analyse nécessaire au présent rapport. Les approvisionnements et besoins en gaz naturel pourraient donc varier par rapport à nos projections selon l'évolution de la commercialisation du gaz.

Figure 2
Prix énergétiques moyens au détail, Canada
Scénario de prix bas



Nota: Les prix des mazouts et du gaz naturel ont été redressés en fonction des rendements au bec du brûleur .

Figure 3
Exemple du point d'intersection de l'offre et de la demande



Nous prévoyons que les prix de l'électricité demeureront à peu près stables en chiffres réels tout au cours de la période de prévision. Les tarifs pourraient baisser à mesure que la capacité de production actuellement excédentaire se résorbe et que les installations actuelles se déprécient; cependant, cela sera compensé par l'addition d'une nouvelle capacité de production à la base tarifaire.

Les répercussions de nos hypothèses d'un scénario de prix bas du pétrole pour les prix de détail canadiens moyens de l'énergie sont indiquées à la figure 2. L'effet des variations du prix mondial du pétrole est atténué au niveau de la vente au détail parce que les prix de détail reflètent des facteurs tels que les taxes de vente et d'accise, et les coûts de transport et de distribution, qui tendent à être relativement stables en chiffres réels. Selon nos hypothèses, les prix du mazout et du gaz naturel augmentent légèrement par rapport au prix de l'électricité, de 1988 à environ 1992, date après laquelle les prix relatifs sont constants.

Nous indiquons les bilans de l'offre et de la demande pour chaque combustible de 1985 à 2005. Étant donné que nous présumons que les prix canadiens du pétrole et du gaz naturel sont déterminés sur le marché international et non pas par l'offre et la demande au Canada seulement, cela signifie que l'offre et la demande canadiennes de pétrole et de gaz ne seront pas nécessairement équilibrées en tout temps pendant la période à l'étude. Quand l'offre dépasse la demande, il est possible d'exporter davantage. Lorsque la demande dépasse l'offre, un certain rajustement est nécessaire pour combler l'écart. Les importations augmenteront ou bien les prix canadiens se démarqueront des prix mondiaux de façon que les prix relatifs du combustible sur le marché canadien s'ajusteront, ce qui aura pour effet de contracter la demande de ce combustible et d'augmenter soit l'offre relative à ce combustible, soit l'offre de substituts (figure 3).

Notre analyse de la demande est fondée sur l'opinion que la forte conscience énergétique des consommateurs, qui a résulté des perturbations au niveau de l'approvisionnement et des hausses de prix de ces dernières années, se maintiendra, malgré la perspective de prix bas. En outre, dans une très grande mesure, les fortes chutes de l'intensité de l'énergie ont, ces dernières années, résulté de la mise au point d'une nouvelle technologie qui est maintenant intégrée aux bâtiments, aux machines et à d'autres types d'équipement si bien que l'utilisation de l'énergie devrait continuer à diminuer par rapport à la production étant donné que les biens durables anciens sont remplacés par de l'équipement nouveau dont le rendement énergétique est plus élevé. Il existe, sans aucun doute, des limites à la chute de l'intensité énergétique mais, à notre avis, nous en sommes encore loin. La baisse des prix de l'énergie peut ralentir la croissance des économies d'énergie mais nous avons de bonnes raisons de croire que nous n'assisterons pas à un revirement de l'intensité énergétique globale. Nous pensons que la demande d'énergie augmentera moins rapidement que le taux global de croissance de l'économie.

Nos projections suggèrent que la tendance au remplacement du pétrole se maintiendra, même dans le scénario de prix bas, et que l'utilisation de ce combustible se limitera de plus en plus au secteur des transports. En même temps, les parts du gaz naturel et de l'électricité dans l'utilisation totale d'énergie augmenteront.

La demande totale d'énergie pour utilisation finale (figure 4) augmente en moyenne de 1,5 pour cent par an dans le scénario de prix élevé et de 1,9 pour cent dans celui de prix bas entre 1984 et 2005. En 2005, la demande, dans le scénario de prix bas, est de 10 pour cent supérieure à celle dans le scénario de prix élevé. Les deux projections indiquent une chute constante de la demande d'énergie par unité de production (figure 5) qui s'établit en moyenne à 0,8 et 1 pour cent par an dans les scénarios de prix bas et élevé, respectivement. La production et le revenu pourraient varier sensiblement par rapport à nos projections, ce qui ferait passer la demande future d'énergie au-delà de la tranche de 9 000 à 10 000 pétajoules.

La part de chaque secteur de consommation dans l'utilisation totale d'énergie ne change que légèrement tout au cours de la période de projection. Les plus grands changements concernent la part du secteur industriel qui passe de 32 à 36 pour cent et la part des transports qui chute de 26 à 22 pour cent d'ici 2005. Les parts des secteurs dans la demande d'énergie ne changent pas d'un scénario à l'autre.

La différence dans les parts des combustibles (figure 6) est faible entre les deux scénarios de prix du pétrole; le remplacement du pétrole

Figure 4
Demande énergétique globale pour utilisation finale

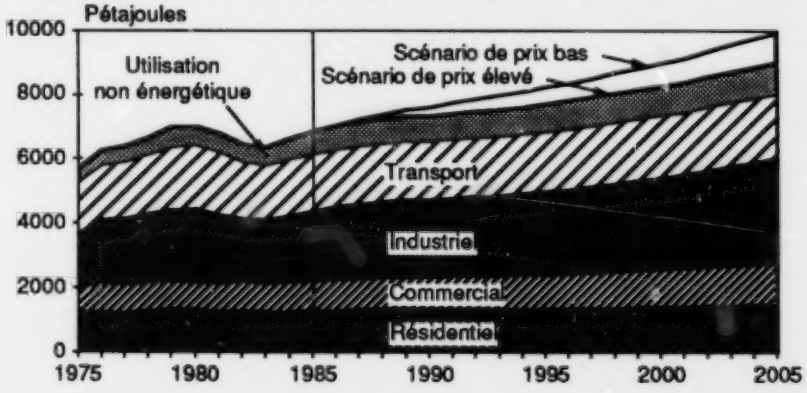
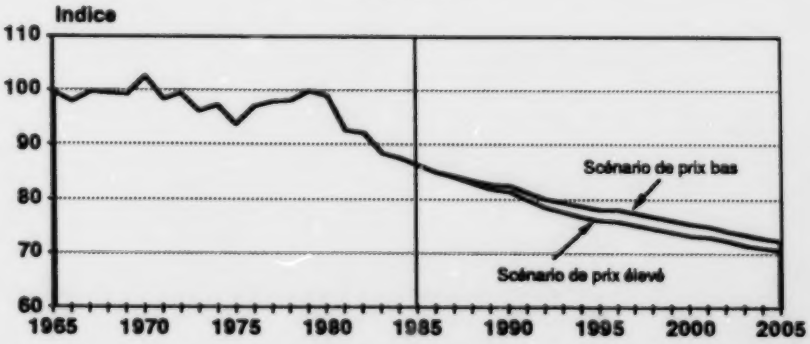


Figure 5
Demande d'énergie pour utilisation finale par unité de PNB réel 1965=100



par l'électricité est plus prononcé dans le scénario de prix élevé du pétrole. L'augmentation de la part du gaz naturel est semblable dans les deux scénarios. D'ici 2005, la part du pétrole dans la demande totale d'énergie pour utilisation finale sera d'environ un tiers, ce qui représente une baisse par rapport à 42 pour cent en 1984, celle du gaz naturel, de 30 pour cent, soit une hausse par rapport à 26 pour cent en 1984, et celle de l'électricité, de près de 25 pour cent, soit une hausse par rapport à 19 pour cent en 1984.

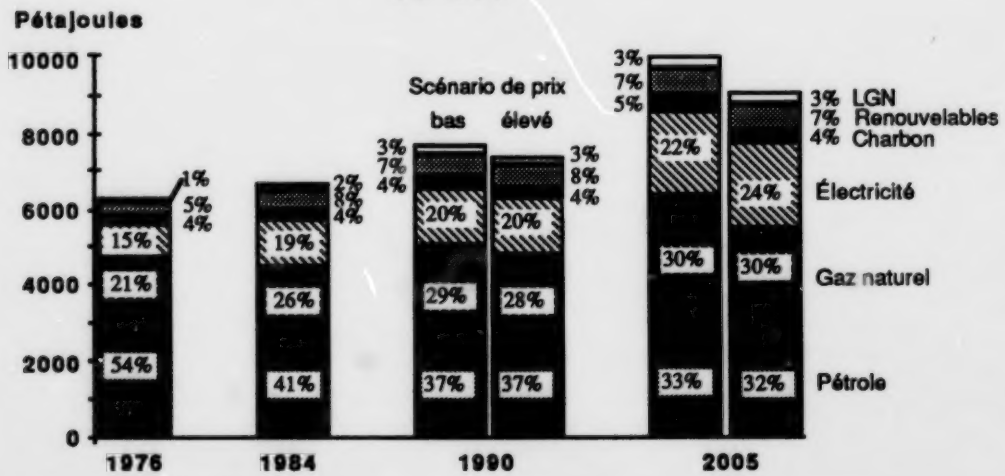
Les énergies de remplacement satisferont environ la même part de la demande totale d'énergie qu'en 1984, étant donné que les perspectives des prix du pétrole limitent les possibilités de remplacement économique des formes d'énergie classique.

La demande d'énergie pour utilisation finale dans le secteur résidentiel passe de 1 325 pétajoules en 1984 à 1 648 et à 1 523 en 2005 dans les scénarios de prix bas et élevé du pétrole, respectivement. Cela représente une augmentation annuelle moyenne d'environ 1 pour cent dans le scénario de prix bas et de 0,7 pour cent dans celui de prix élevé. La faible croissance dans le scénario de prix élevé reflète nos perspectives plus faibles quant au revenu réel disponible dans ce scénario, et la réaction aux prix élevés de l'énergie. Le nombre total de ménages augmente dans les deux scénarios, mais la demande d'énergie par ménage chute de 152 gigajoules en 1984 à 141 et à 131 en 2005, dans les scénarios de prix bas et de prix élevé du pétrole, respectivement. (Elle était de 196 gigajoules par ménage en 1973.)

L'utilisation de l'énergie dans le secteur commercial passe de 872 pétajoules en 1984 à 1 420 et à 1 269 en 2005, dans les scénarios de prix bas et de prix élevé du pétrole, respectivement, à mesure que l'effet des augmentations du produit intérieur réel commercial compense les chutes de l'intensité de l'utilisation de l'énergie.

L'utilisation de l'énergie dans le secteur industriel représente environ 30 pour cent de la demande totale d'énergie pour utilisation finale. Elle dépend de façon décisive de la taille de la production industrielle, de la part de la production détenue par les industries grandes consommatrices d'énergie et du rythme des changements technologiques qui permettent d'économiser l'énergie. Nous prévoyons que la production industrielle passera à plus de 2,5 pour cent par an au cours de la période d'étude; la part des industries grandes consommatrices d'énergie, telles que les pâtes et papiers, l'affinage, la fonte et les mines, dans la production industrielle totale chute très peu. La chute de l'intensité énergétique qui a commencé dans les années 1970 se poursuit, à un rythme plus lent, il est vrai, dans les années 1990 et au-delà. La demande d'énergie pour utilisation finale dans l'industrie passe de 2 104 pétajoules en 1984 à 3 629 et à 3 277 dans les scénarios de prix bas et élevé du pétrole, respectivement.

Figure 6
Demande énergétique pour utilisation finale par combustible
Canada



Les besoins en charges d'alimentation pétrochimique passent, dans les deux scénarios de prix, de 484 pétajoules en 1984 à 686 en 2005. Nous prévoyons qu'environ la moitié de cette augmentation sera attribuable au gaz naturel et le quart, à l'éthane. Nos projections comprennent la construction, essentiellement en Alberta, de huit usines d'ammoniaque qui utilisent du gaz naturel comme charge d'alimentation et d'une usine d'éthylène qui utilise de l'éthane et du gaz naturel comme charge d'alimentation. L'utilisation du pétrole comme charge d'alimentation chutera d'environ 130 pétajoules en 1985 à 100 en 2005. Nos projections ne reflètent aucune différence entre les deux scénarios de prix du pétrole, étant donné que nous présumons que l'industrie pétrochimique canadienne sera compétitive à l'échelle internationale dans les deux scénarios.

En 1984, les transports routiers, ferroviaires, aériens et maritimes ont représenté 26 pour cent de la demande totale d'énergie pour utilisation finale et 62 pour cent de la demande de pétrole pour utilisation finale. Les transports routiers sont la plus grande composante, car ils représentent 80 pour cent de la demande d'énergie dans les transports en 1984. La demande d'énergie dans les transports augmente de près de 1,5 pour cent par an dans le scenario de prix bas et de moins de 1 pour cent dans le scénario de prix élevé au cours de la période à l'étude si bien qu'en 2005 les transports devraient représenter environ 22 pour cent de la demande pour utilisation finale. Les améliorations continues, mais moindres, dans le rendement énergétique des véhicules sont plus que compensées par l'augmentation du nombre des véhicules sur la route. Nos projections des améliorations du rendement énergétique des véhicules sont plus faibles que celles incluses dans notre rapport de septembre 1984 parce que les projections des prix du pétrole sont plus basses.

La plus grande composante (92 pour cent) de la demande totale (ou primaire) de pétrole comprend les besoins, pour utilisation finale, en produits raffinés consommés directement par les secteurs résidentiel, commercial, industriel et par celui des transports. Le pétrole utilisé pour produire de la vapeur et de l'électricité, les besoins de l'industrie d'approvisionnement en énergie pour produire et transporter des produits pétroliers, et les gaz de pétrole liquéfiés produits et utilisés par les raffineurs sont aussi inclus dans la demande primaire.

Entre 1984 et 2005, la demande primaire de pétrole devrait passer de 3 100 pétajoules à 3 800 et à 3 200 dans les scénarios de prix bas et élevé du pétrole, respectivement (taux de croissance annuelle moyenne de 1 et de 0,2 pour cent). En 2005, la différence entre les scénarios de prix bas et de prix élevé du pétrole est de 15 pour cent. Cela s'explique essentiellement par la différence dans la demande liée au transport, soit la plus grande composante de la demande primaire totale de pétrole, qui diffère dans les deux scénarios d'environ 300 pétajoules en 2005.

Le Canada a un vaste capital-ressources en pétrole dont une partie sera utilisée pour satisfaire la demande future. Quatre-vingt-dix pour cent de ce capital-ressources est composé de bitume; le pétrole brut classique ne représente que 10 pour cent, dont la moitié est située dans l'Ouest du Canada et l'autre moitié, dans les régions pionnières. La fraction de ce capital-ressources qui est économiquement récupérable constitue les réserves.

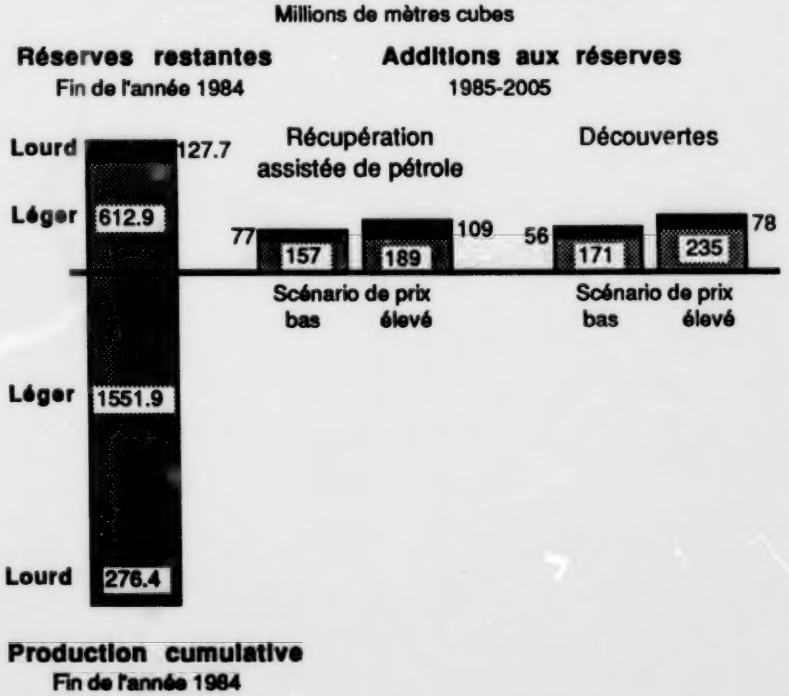
Les réserves établies de pétrole brut classique à la fin de l'année 1984 s'élevaient à 741 millions de mètres cubes (613 millions de mètres cubes de brut léger et 128 millions de mètres cubes de brut lourd), soit environ 28 exajoules (figure 7). Les réserves sont essentiellement demeurées inchangées au cours des quatre dernières années parce que les réserves produites ont été remplacées par des additions aux réserves.

Les additions prévues aux réserves de pétrole brut classique (léger et lourd) pour la période qui va de 1985 à 2005 s'élèvent à environ 460 et 610 millions de mètres cubes dans les scénarios de prix bas et de prix élevé du pétrole, respectivement. Pour le pétrole léger seulement, nous prévoyons des additions aux réserves de 325 et de 425 millions de mètres cubes dans les scénarios de prix bas et de prix élevé, respectivement. De ces augmentations, quelque 160 et 190 millions de mètres cubes, respectivement, devraient résulter de la mise en oeuvre de techniques de récupération assistée du pétrole dans les gisements de pétrole découverts jusqu'à présent, et le reste, des futures activités de forage.

Étant donné nos prévisions de prix, il y a relativement peu de projets importants (y compris ceux associés aux approvisionnements des régions pionnières) prévus au cours de la période d'étude. Dans le scé-

Figure 7

Réserves de pétrole brut classique
Zones productrices classiques



nario de prix élevé, nous prévoyons une nouvelle production de pétrole brut léger grâce à la mise en valeur du champ Hibernia, de la mer de Beaufort et à partir de la valorisation de quantités limitées de pétrole lourd et de bitume. Le seul nouveau projet d'envergure inclus dans le scénario de prix bas du pétrole est celui de l'usine de valorisation de pétrole brut lourd actuellement en construction en Saskatchewan. Le tableau 2 expose, pour les deux scénarios de prix, les projets d'envergure que nous avons inclus dans nos prévisions.

La capacité de production résultant des additions aux réserves de pétrole brut léger classique est insuffisante pour remplacer la production pendant la période de prévision dans les deux scénarios de prix (figure 8). Dans le scénario de prix bas, la capacité de production de pétrole brut léger et d'équivalents n'atteindra, en 2005, que 40 pour cent du niveau de 1985. Dans le scénario de prix élevé, avec de nouveaux approvisionnements en provenance de deux usines additionnelles régionales de valorisation et en provenance des régions pionnières, la capacité de production de pétrole brut léger et d'équivalents tombe, en 2005, à 63 pour cent du niveau de 1985.

Il est difficile d'évaluer dans quelle mesure le bitume ou le pétrole brut lourd seront valorisés pour donner du brut léger synthétique. Les ressources en sables pétrolifères sont connues et les quantités récupérables sont très importantes. La question est de savoir si les rapports prix/coûts escomptés sont tels qu'ils rendraient économiquement viable la production de brut léger synthétique. Les usines d'extraction de sables pétrolifères (telles que Syncrude et Suncor) sont des opéra-

Tableau 2

Calendrier des projets importants

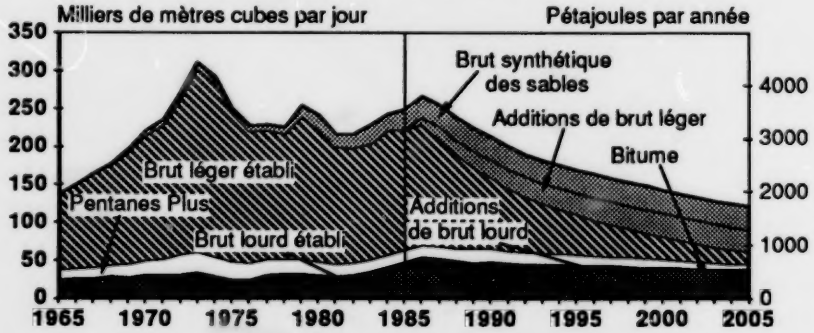
	Dimensions[a]	Année de lancement Scénario de prix bas	Scénario de prix élevé
Installations d'extraction de sables pétrolifères			
Expansion de Syncrude	2,5	–	1991
Installations de valorisation			
Co-op	8,0	1988	1988
Autres	8,0	–	1995
Autres	8,0	–	1999
Régions pionnières			
Hibernia	17,5	–	1995
Mer de Beaufort	17,5	–	1996

[a] Milliers de mètres cubes par jour.

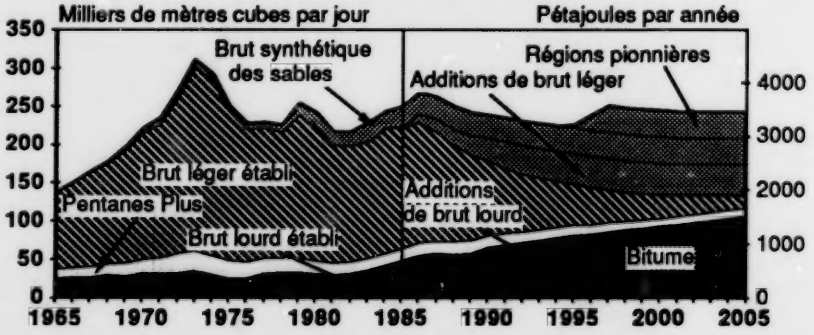
Figure 8

Approvisionnements en pétrole brut intérieur et en ses équivalents

Scénario de prix bas



Scénario de prix élevé



tions de grande envergure assujetties à d'importants risques économiques. Nos coûts estimatifs de construction et d'exploitation nous indiquent que, dans notre scénario de prix élevé, les nouvelles usines se classent dans la catégorie de celles qui sont économiquement viables; cependant, il y a très peu de place pour des erreurs dans les coûts estimatifs ou dans les recettes escomptées. Étant donné que ces usines nécessitent d'énormes investissements d'amont et un délai de démarrage considérable, et parce qu'il plane une grande incertitude quant aux coûts ultimes et aux prix du pétrole, nous ne présumons pas que d'importantes nouvelles usines seront construites. Cependant, la réduction des coûts, l'amélioration des techniques et une période soutenue de prix intéressants pour le pétrole pourraient stimuler la confiance des investisseurs et aboutir à la construction d'usines nouvelles ou agrandies de traitement des sables bitumineux au cours des vingt prochaines années.

Les perspectives de la valorisation de pétrole brut lourd classique et de bitume produit par les méthodes in situ sont plus favorables et, dans le scénario de prix élevé, nous avons prévu la construction de deux usines de valorisation en plus de celle qui est actuellement en construction en Saskatchewan. Comme dans le cas des usines d'extraction de sables pétrolifères, les perceptions changeantes quant aux risques et quant aux rapports améliorés de prix/coûts pourraient inciter à construire davantage d'installations de valorisation au cours de la période d'étude que nous ne l'avons prévu.

Des progrès technologiques peuvent améliorer la faisabilité économique d'autres sources d'approvisionnement, comme la liquéfaction du charbon ou le traitement mixte de charbon et de pétrole.

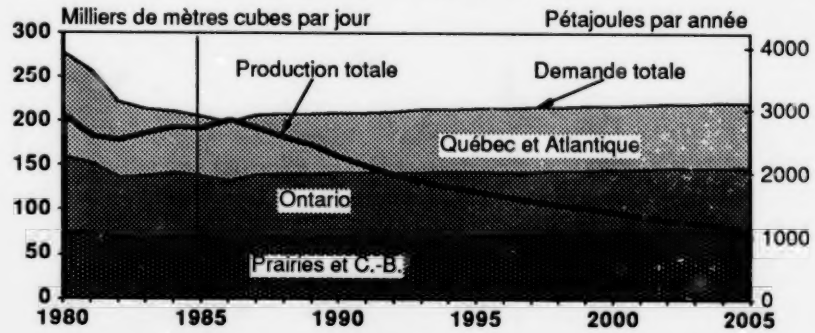
Tout au cours de la période d'étude, les besoins du Canada en pétrole brut léger augmentent de 16 000 mètres cubes par jour pour passer à 223 000 mètres cubes par jour dans le scénario de prix bas et de 5 000 mètres cubes par jour pour passer à 212 000 mètres cubes par jour dans celui de prix élevé. En conséquence, le Canada deviendra de plus en plus dépendant des importations de pétrole (figure 9). Dans le scénario de prix bas, les importations pourraient, en 2005, s'élever à 142 000 mètres cubes par jour (quelque 64 pour cent des besoins totaux canadiens en brut léger). Dans le scénario de prix élevé, les besoins en importation sont moindres, soit 84 000 mètres cubes par jour (40 pour cent des besoins canadiens totaux en pétrole brut léger).

Les raffineurs de Montréal qui utilisent du pétrole brut de l'Ouest canadien seraient les premiers à ressentir les effets de la chute de la production canadienne. Les livraisons sur le tronçon Sarnia-Montréal du pipeline d'Interprovincial pourraient cesser au début des années 1990.

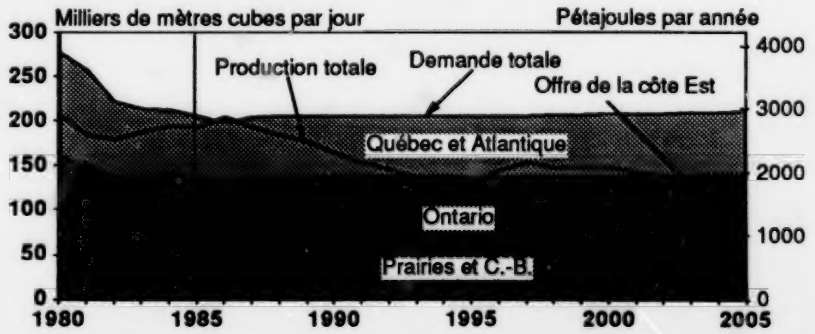
Figure 9

Offre et demande - pétrole brut léger

Scénario de prix bas



Scénario de prix élevé



Les raffineurs de l'Ontario pourraient aussi importer une partie de leurs besoins en brut léger dès 1992. Les importations en Ontario atteignent 70 000 mètres cubes par jour dans le scénario de prix bas et 32 000 mètres cubes par jour dans celui de prix élevé, à la fin de la période d'étude. La demande croissante d'importations en Ontario pourrait être satisfaite par des expéditions de pétrole importé d'outre-mer au moyen des pipelines du Midwest américain et/ou par le renversement du pipeline de Sarnia à Montréal.

Les approvisionnements en pétrole brut lourd devraient sensiblement augmenter dans le scénario de prix élevé en raison du coût relativement favorable d'approvisionnement en bitume de projets in situ. Dans le scénario de prix bas, nous prévoyons que les approvisionnements chuteront légèrement si seuls les réservoirs de bitume de qualité supérieure, associés aux projets actuellement en construction, sont mis en valeur. En 2005, la capacité de production de pétrole brut lourd est de 41 000 mètres cubes par jour dans le scénario de prix bas par rapport à 55 000 mètres cubes par jour en 1985. Dans le scénario de prix élevé, la capacité de production atteint 114 000 mètres cubes par jour en 2005, en raison de la mise en valeur de bitume sur une grande échelle.

La demande des raffineries canadiennes relative au pétrole brut lourd ne devrait pas augmenter fortement et sera bien inférieure aux approvisionnements disponibles tout au cours de la période de prévision (tableau 3). Les approvisionnements excédentaires continueront vraisemblablement d'être vendus à des raffineurs américains. Dans le scénario de prix bas, les exportations tomberaient de 40 000 mètres cubes par jour en 1985 à 22 000 mètres cubes par jour en 2005. Dans le scénario de prix élevé, les exportations potentielles pourraient s'élever à 95 000 mètres cubes par jour en 2005 à condition que de nouveaux marchés soient disponibles.

Tableau 3

Pétrole brut lourd
Bilan de l'offre et de la demande

		Scénario de prix bas		Scénario de prix élevé	
	1985	1995	2005	1995	2005
	(Milliers de mètres cubes par jour)				
Approvisionnements intérieurs[a]	55	47	41	94	114
Besoins intérieurs	15	17	19	17	19
Approvisionnements excédentaires (Exportations potentielles)	40	30	22	77	95

Nota: Les chiffres de ce tableau ont été arrondis.

[a] Les approvisionnement intérieurs incluent les diluants mais non le pétrole brut lourd utilisé dans les usines de valorisation régionales.

Figure 10

Réserves de gaz naturel commercialisable
Zones productrices classiques

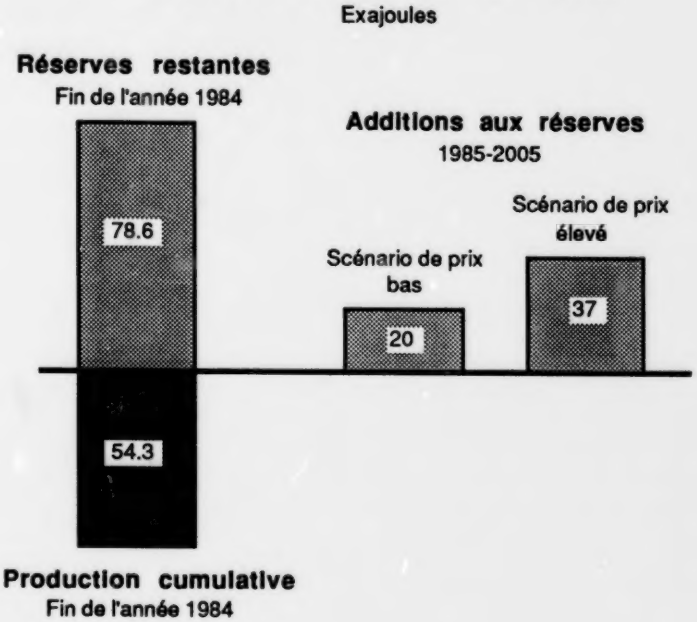
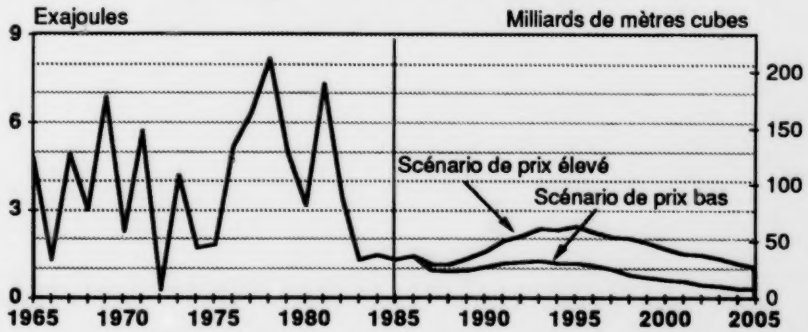


Figure 11

Additions aux réserves de gaz naturel commercialisable
Zones productrices classiques



Nota: Les additions anormalement élevées aux réserves qui sont données pour 1976 et plusieurs années suivantes semblent être le résultat d'une combinaison de niveaux de forage à la hausse et l'existence d'un certain nombre de possibilités de forages qui n'étaient pas rentables aux prix en vigueur auparavant.

L'utilisation totale de gaz naturel au Canada devrait passer de 1 950 pétajoules en 1984 à 3 300 et à 2 900 pétajoules en 2005 dans les scénarios de prix bas et de prix élevé du pétrole, respectivement. Les taux de croissance annuelle moyenne correspondants sont de 2,5 et de 2 pour cent par an.

Le Canada dispose d'importantes réserves établies et de possibilités d'additions importantes aux réserves provenant des régions classiques et des régions pionnières.

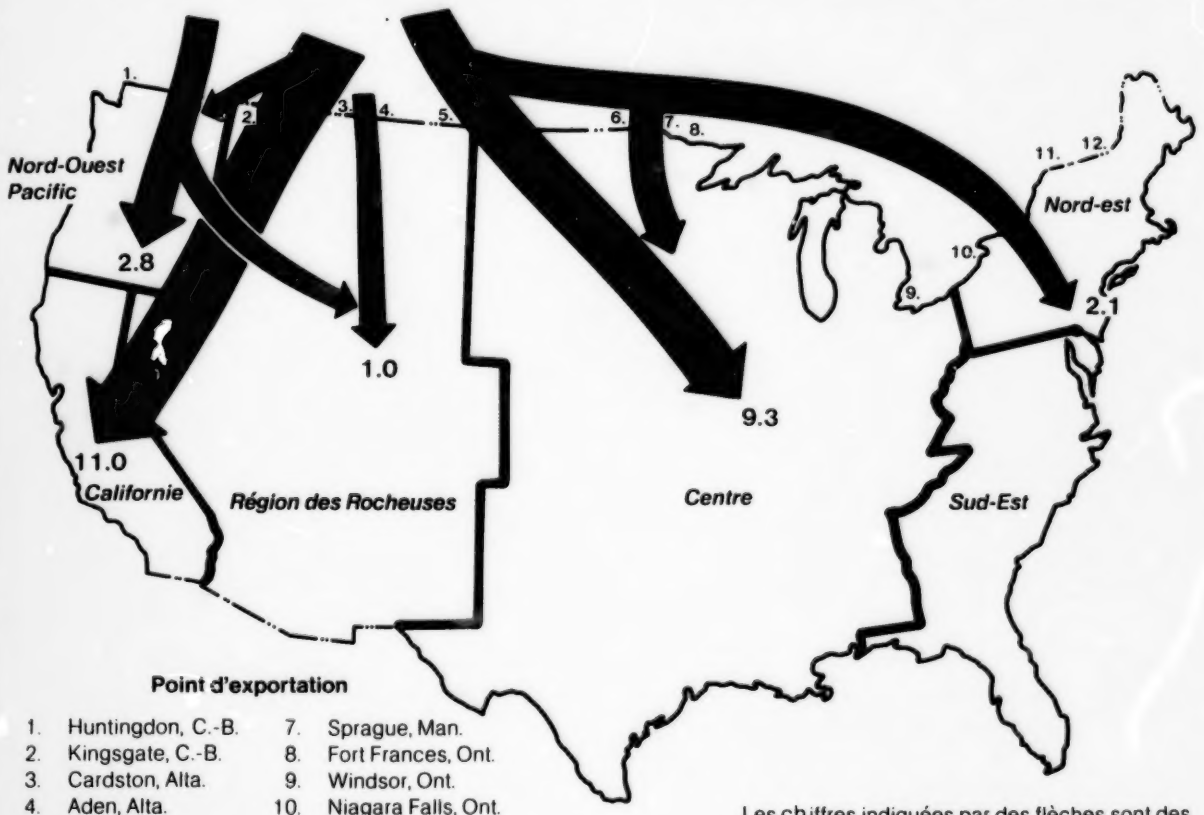
Les réserves établies de gaz naturel à la fin de 1984 comprenaient quelque 79 exajoules, essentiellement dans l'Ouest canadien (figure 10), 6 exajoules dans la région du delta du Mackenzie et 12 exajoules dans l'archipel Arctique. Une certaine proportion des réserves de l'Ouest canadien est concentrée dans de petits gisements qui n'ont jamais été mis en production; leurs réserves peuvent être surestimées.

Nos projections des additions aux réserves (figure 11) sont fondées sur les évaluations des futurs taux de découverte et niveaux de forage. Dans le scénario de prix élevé, nous prévoyons 37 exajoules d'additions aux réserves pendant la période d'étude, soit environ la même quantité que prévu pour la même période dans le cas de référence du rapport de septembre 1984. Dans le scénario de prix bas, la prévision n'est que de 20 exajoules d'additions aux réserves.

Dans aucun des scénarios nous n'avons inclus la production des réserves des régions pionnières. En ce qui concerne les projets Polar et Venture, des demandes relatives aux installations ont été présentées devant l'Office, mais ni l'un ni l'autre projet ne contient, à propos des approvisionnements, les renseigne-

Figure 12

Marchés de gaz naturel par région aux États-Unis et écoulements des exportations canadiennes (1985)



Point d'exportation

1. Huntingdon, C.-B.
2. Kingsgate, C.-B.
3. Cardston, Alta.
4. Aden, Alta.
5. Monchy, Sask.
6. Emerson, Man.
7. Sprague, Man.
8. Fort Frances, Ont.
9. Windsor, Ont.
10. Niagara Falls, Ont.
11. Cornwall, Ont.
12. Philipsburg, Qué.

Les chiffres indiquées par des flèches sont des volumes d'exportation de 1985 exprimés en milliards de mètres cubes.

ments requis en matière d'évaluation. En raison de l'incertitude de la quantité des réserves disponibles à l'appui de ces projets, nous n'incluons pas l'approvisionnement de ces projets.

La capacité de production des réserves de l'Ouest canadien actuellement visées par des contrats chute tout au cours de la période de prévision par suite de l'épuisement des réservoirs. À mesure que nous nous avançons dans la période d'étude, la capacité de production provenant des additions aux réserves représentera une proportion de plus en plus importante de la capacité totale de production. Cette capacité projetée est plus faible au total dans les deux scénarios de prix que la projection du cas de référence mentionnée dans le rapport de septembre 1984, ce qui reflète les prix plus bas du gaz naturel présumés dans la présente étude.

La capacité de production pourrait être plus élevée que prévu si les prix du gaz naturel étaient supérieurs à ceux que nous prévoyons. Si les prix étaient plus élevés et si l'industrie disposait de ressources d'autofinancement plus importantes, d'autres forages pourraient être réalisés, ce qui entraînerait une hausse des additions aux réserves. Il pourrait alors devenir profitable de produire des réserves de qualité médiocre et des approvisionnements

de coût élevé, ce qui augmenterait le potentiel ultime.

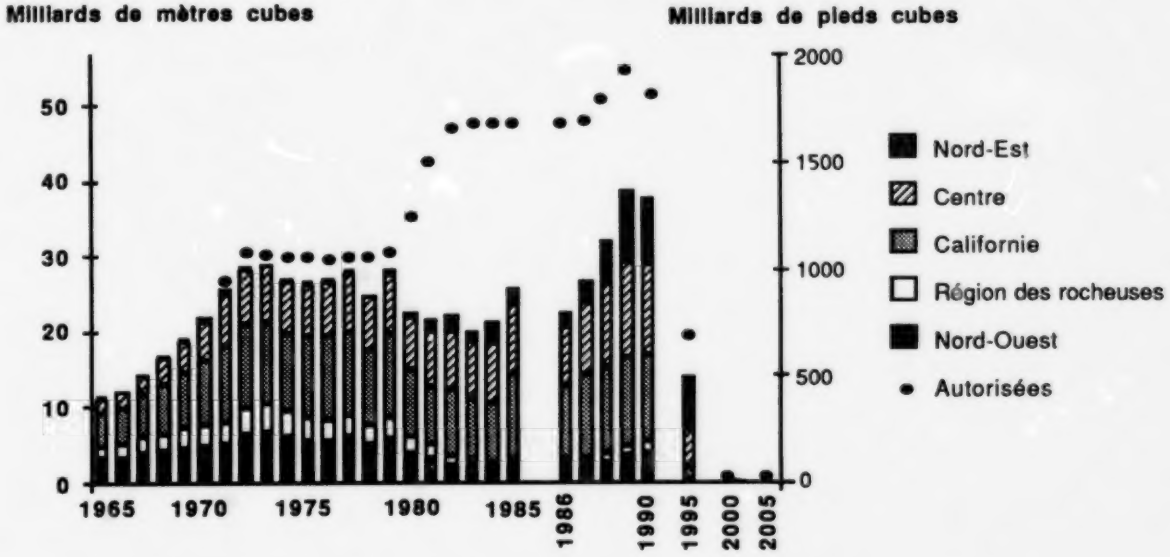
Les exportations de gaz naturel canadien passent de leur niveau de 1985 (figure 12) de 26 milliards de mètres cubes (environ 1 exajoule, soit 5,4 pour cent du marché américain du gaz naturel) à environ 38 milliards de mètres cubes (près de 1,5 exajoules, soit 7,7 pour cent du marché américain) en 1990 (figure 13). Cette augmentation dépend de la réalisation d'un régime d'établissement des prix du gaz naturel axé sur le marché, au Canada, de la compétitivité des prix canadiens, de l'élimination de l'excédent de capacité de livraison de gaz américain et de l'accès du gaz canadien aux pipelines qui passent d'un État américain à l'autre.

Bien que nous ne prévoyions pas d'exportations de gaz naturel au-delà des volumes actuellement autorisés, la demande américaine de gaz naturel canadien devrait, à long terme, se raffermir. Pour maintenir des niveaux élevés d'exportation au-delà du début des années 1990 il faudrait vraisemblablement que les sources des régions pionnières soient mises en production.

La capacité de production de l'Ouest canadien (rajustée pour tenir compte de toute capacité inutilisée au cours des précédentes années) satisfait la demande totale de gaz naturel dans le scénario de prix bas jusqu'à 1999 inclusivement, et dans celui de prix élevé jusqu'en 2002 (figure 14). Au-delà de ces dates, l'équilibre de l'offre et de la demande devra être réalisé par rajustement des prix, par de nouvelles sources d'approvisionnement canadien, par des importations ou par le remplacement d'un combustible par un autre.

Figure 13

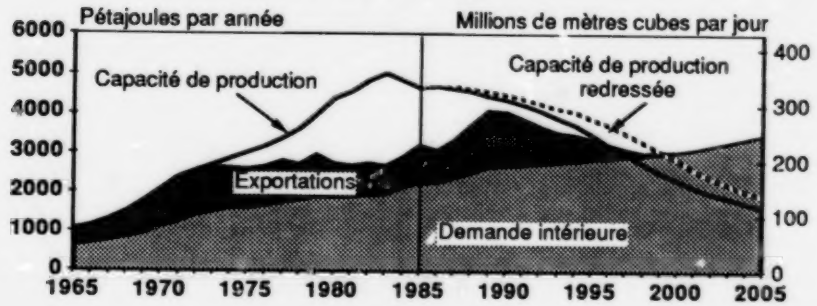
Exportations de gaz naturel sous licence de l'ONÉ



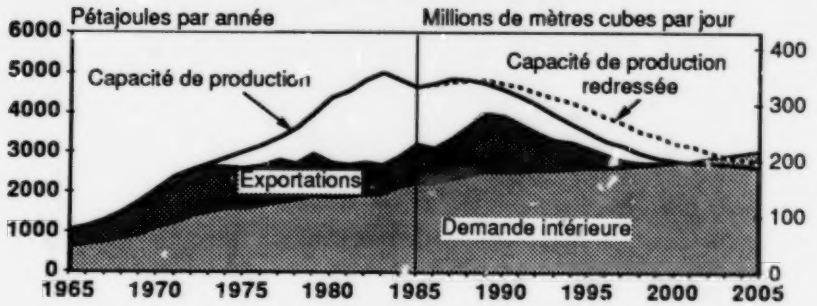
Nota: Les données sur les volumes autorisés ne sont disponibles qu'à partir de 1971.

Figure 14

Offre et demande de gaz naturel
Zones productrices classiques
Scénario de prix bas



Scénario de prix élevé



En 1984, la demande canadienne totale d'électricité s'élevait à 386 térawatts-heure. Cette demande devrait croître constamment d'environ 2,6 pour cent chaque année jusqu'à environ 660 térawatt-heures en 2005, pour les deux scénarios de prix du pétrole. La demande totale d'électricité est semblable dans les deux scénarios parce que dans le scénario de prix élevé du pétrole, l'électricité représente une part plus importante d'un marché énergétique réduit. L'Alberta, Terre-Neuve et la Nouvelle-Écosse accusent une plus forte demande d'électricité dans le scénario de prix élevé du pétrole que dans celui de prix bas, surtout à cause du fait que l'activité économique est plus forte dans ces provinces lorsque les prix du pétrole sont élevés.

En réponse à la demande canadienne croissante et au potentiel prévu de ventes additionnelles d'énergie garantie aux États-Unis, la capacité de production devrait passer de 90 gigawatts en 1984 à environ 140 et 145 gigawatts d'ici 2005 dans les scénarios de prix élevé et de prix bas du pétrole, respectivement.

Figure 15
Production d'électricité

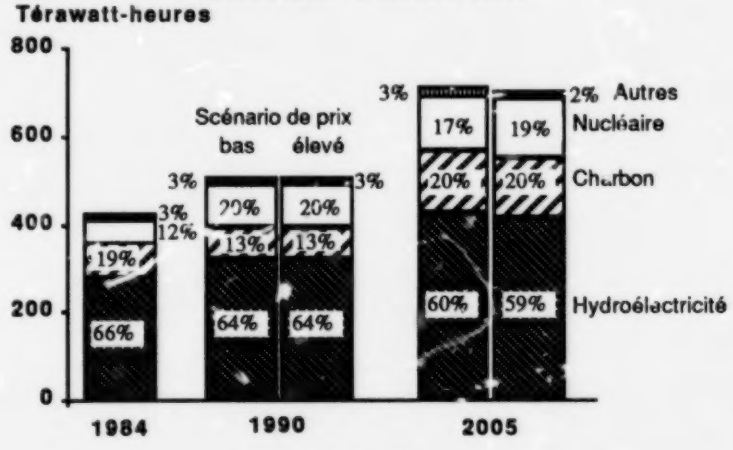
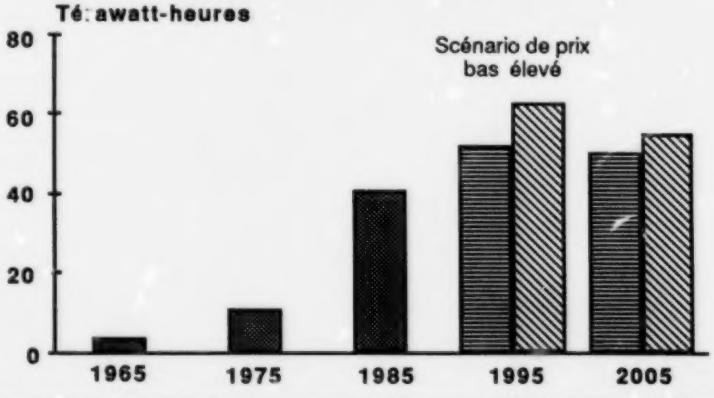


Figure 16
Exportations d'électricité



Tout au cours de la période d'étude, l'hydroélectricité continue de satisfaire 60 à 65 pour cent des besoins totaux, le reste étant fourni par les combustibles fossiles (essentiellement le charbon) et l'énergie nucléaire (figure 15). La production d'électricité d'origine nucléaire représentait environ 12 pour cent de la production canadienne en 1984; en 2005, elle passe à environ 18 pour cent. En Ontario, la production d'électricité d'origine nucléaire représente plus de 60 pour cent de la production provinciale en 1990, mais ce chiffre tombe à environ 55 pour cent en 2005.

En 1984, les exportations d'électricité aux États-Unis s'élevaient à environ 40 térawatt-heures, dont environ le quart était vendu à titre d'énergie garantie et le reste à titre d'énergie interruptible. Nous prévoyons que les exportations passeront à environ 50 térawatt-heures par an d'ici 1990 et qu'elles demeureront plus ou moins à ce niveau jusqu'à 2005, date à laquelle près de la moitié de toutes les exportations peuvent être de nature garantie (figure 16). Ces projections comprennent les quantités potentielles dont l'exportation est prévue par les services publics provinciaux, mais qui n'ont pas encore été autorisées par l'Office national de l'énergie. Leur inclusion à titre d'exportations potentielles dans la présente étude n'a, bien sûr, aucune influence sur le fait qu'elles seront ou non autorisées.

Moyennant un temps de préparation suffisant, les services publics canadiens pourraient faire face à des augmentations de la demande bien supérieures aux niveaux que nous avons prévus. C'est pour cela que nous ne prévoyons ni pénurie de l'approvisionnement, ni augmentation de prix importante au cours de la période d'étude. Le tableau 4 montre nos projections de la capacité de production par type de combustible.

Tableau 4

Capacité de production d'électricité par catégorie de combustible

Production d'électricité, gigawatts (GW)

	1984		1990				2005			
			Scénario de prix bas		Scénario de prix élevé		Scénario de prix bas		Scénario de prix élevé	
	GW	Pour cent	GW	Pour cent	GW	Pour cent	GW	Pour cent	GW	Pour cent
Charbon	16,1	18	19,1	19	19,1	19	28,7	20	29,2	21
Hydroélectricité	55,0	60	58,4	57	58,4	57	81,5	56	77,2	55
Nucléaire	7,7	8	13,5	13	13,5	13	18,7	13	18,7	13
Pétrole et gaz naturel	9,3	11	8,5	9	8,7	9	13,5	9	11,7	9
Autres	2,3	3	2,5	2	2,5	2	2,7	2	2,7	2
Total	90,4	100	102,0	100	102,2	100	145,1	100	139,5	100

Nota: Les chiffres de ce tableau ont été arrondis.

Tableau 5

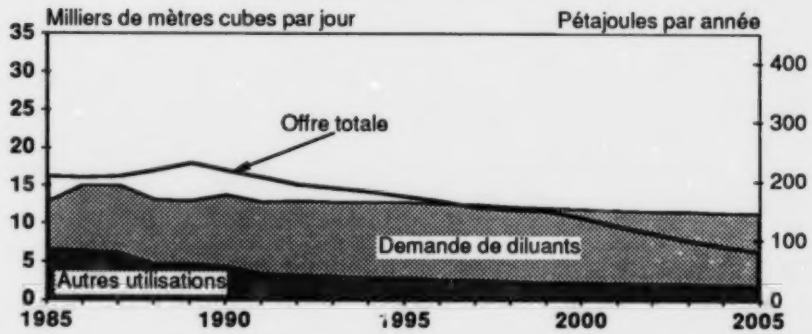
Production et demande en liquides de gaz naturel

			Scénario de prix bas		Scénario de prix élevé	
		1985	1995	2005	1995	2005
		(Milliers de mètres cubes par jour)				
Éthane	Production	17,5	23,6	8,6	22,4	13,6
	Demande	14,1	16,9	18,8	22,4	18,8
Propane	Production	19,9	19,8	10,8	18,4	15,4
	Demande	12,5	13,9	15,4	15,7	15,9
Butanes	Production	11,9	11,4	5,4	10,6	9,2
	Demande	5,1	6,0	6,1	6,2	5,6

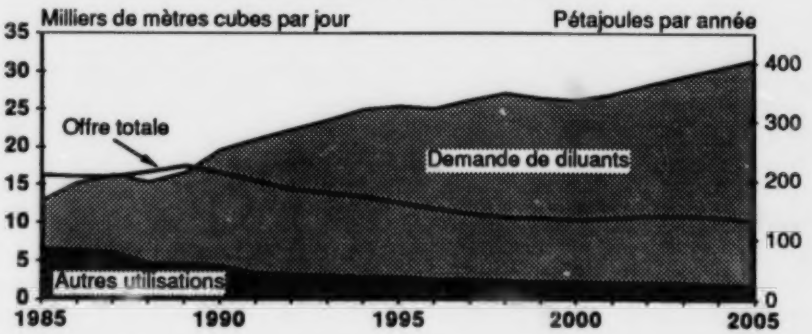
Nota: Les chiffres de ce tableau ont été arrondis.

Figure 17

Offre et demande de pentanes plus
Scénario de prix bas



Scénario de prix élevé



Liquides de gaz naturel

L'éthane, le propane, les butanes et les pentanes plus constituent les liquides de gaz naturel. Ces hydrocarbures sont extraits de mélanges de gaz naturel; le propane et les butanes sont aussi produits au cours du raffinage du pétrole brut. Environ les trois quarts de la production proviennent des usines de gaz.

En raison de leurs caractéristiques respectives uniques, les liquides de gaz naturel servent à des fins différentes. L'éthane est utilisé au Canada principalement comme charge d'alimentation pétrochimique pour la fabrication d'éthylène et comme composante des fluides injectés dans les réservoirs de pétrole brut pour en augmenter la récupération. Le propane sert à différentes fins énergétiques y compris la cuisson, le chauffage des locaux, le séchage des récoltes et comme carburant. Comme l'éthane, le propane sert aussi de charge d'alimentation pétrochimique et il permet d'augmenter la récupération des réservoirs de pétrole brut. Les butanes servent principalement à la fabrication d'essence, soit au niveau des procédés de raffinage, soit comme composante du mélange, et comme charge d'alimentation pétrochimique.

Les pentanes plus servent d'agent de réduction de la viscosité pour transporter par pipeline le pétrole lourd classique et le bitume, et ils servent aussi de charge d'alimentation pour les raffineries.

La production de LGN diminue dans les années 1990 dans les deux scénarios de prix du pétrole, surtout en raison de la diminution projetée de la production de gaz naturel.

Les approvisionnements en éthane sont plus que suffisants pour satisfaire la demande canadienne

jusqu'à la fin des années 1990 (tableau 5), ceux de propane, jusqu'en 2002 dans le scénario de prix bas et jusqu'en 2005 dans celui de prix élevé, ceux de butanes pendant toute la période de projection dans les deux scénarios, et ceux de pentanes plus jusqu'en 1996 dans le scénario de prix bas, mais seulement jusqu'en 1988 dans celui de prix élevé (figure 17).

Charbon

Les réserves récupérables de charbon sont évaluées à plus de 6 000 mégatonnes (150 exajoules), soit environ 100 fois la production canadienne annuelle de charbon. De ces réserves, près des deux tiers sont situées en Colombie-Britannique et en Alberta et près de 90 pour cent sont jugées récupérables par les méthodes d'extraction à ciel ouvert.

La demande canadienne de charbon devrait passer de 48 mégatonnes en 1985 à 87 mégatonnes en 2005 dans le scénario de prix bas du pétrole et à 84 dans celui de prix élevé. Le charbon thermique utilisé pour produire de l'électricité, surtout en Ontario et en Alberta, représente environ les trois quarts des besoins canadiens en charbon. L'évaluation de la demande de charbon de l'Ontario est fondée sur l'hypothèse qu'Ontario Hydro augmentera sa production d'électricité à partir du charbon une fois construite la centrale nucléaire de Darlington.

En 1985, les exportations de charbon s'élevaient à 27 mégatonnes (45 pour cent de la production). Ces exportations étaient constituées de 82 pour cent de charbon métallurgique; le Japon était le plus grand client, représentant à lui seul 68 pour cent de nos exportations de charbon. Les exportations devraient passer à 39 mégatonnes d'ici 2005, mais sont sujettes à de grandes incertitudes au niveau du marché, étant donné qu'il existe actuellement une capacité excédentaire à l'échelle mondiale. La figure 18 montre l'offre et la demande de charbon sur les marchés canadiens et d'exportation dans le scénario de prix bas; le profil est semblable dans celui de prix élevé.

En 1985, les importations s'élevaient à 15 mégatonnes, essentiellement à destination de l'Ontario. Le charbon thermique, utilisé par Ontario Hydro, représentait 57 pour cent des importations totales. Les importations de charbon passent de 15 mégatonnes en 1985 à 27 dans le scénario de prix bas du pétrole en 2005 et à 23 dans celui de prix élevé. Ces projections présument que le charbon de l'Ouest demeure généralement non compétitif en Ontario avec les importations des États-Unis. Les importations pourraient être moins élevées que prévu si le désavantage, au niveau du coût du transport, du charbon de l'Ouest canadien était compensé par le coût élevé de contrôle des émissions de soufre associées à la combustion du charbon importé.

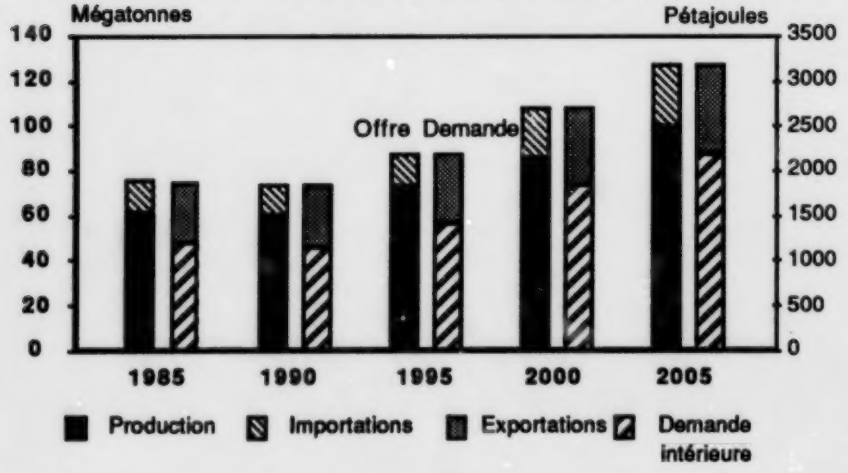
En résumé, la production de charbon devrait demeurer constante à environ 60 millions de tonnes par an jusqu'au début des années 1990 dans les scénarios de prix élevé et de prix bas, après quoi elle passe à environ 100 millions de tonnes par an en 2005.

Énergies de remplacement

Les énergies de remplacement comprennent les résidus de bois et la liqueur de pâte, le bois, l'énergie solaire, l'énergie éolienne et les ordures ménagères. En 1984, ils représentaient environ 8 pour cent de la demande totale canadienne d'énergie pour utilisation finale; cependant, en Colombie-Britannique, où l'industrie forestière utilise de grandes quantités de déchets de bois, elles représentaient 23 pour cent, et dans la région de l'Atlantique, où le bois sert dans une grande mesure au chauffage résidentiel, 15 pour cent.

Figure 18

Offre et demande de charbon au Canada
Scénario de prix bas



Le degré de pénétration des sources d'énergie de remplacement dépend de leurs coûts, par rapport aux coûts d'autres formes d'énergie. Étant donné que nos perspectives actuelles sont caractérisées par une croissance réelle plus lente des prix pour l'énergie classique, nous sommes maintenant moins optimistes quant à la pénétration des énergies de remplacement que nous ne l'étions dans le rapport de septembre 1984.

Dans nos scénarios de prix bas et élevé du pétrole, nous prévoyons que les formes d'énergie renouvelable représenteront 6 et 7 pour cent, respectivement, de la demande d'énergie pour utilisation finale en 2005, soit environ la même proportion qu'en 1984.

Les progrès technologiques qui réduisent le coût de ces formes d'énergie pourraient leur permettre de s'approprier une plus grande part de la demande totale d'énergie que nous ne l'avons prévu en vertu de nos scénarios de prix de l'énergie.

Des considérations régionales, particulièrement quant aux sources disponibles d'énergie de remplacement, peuvent favoriser la mise au point et l'utilisation de formes d'énergie renouvelable et d'autres formes d'énergie non classique, dans certaines régions de préférence à d'autres.

Le Canada est l'un des rares pays de l'OCDE à avoir produit davantage d'énergie qu'il n'en a consommé au cours de la dernière décennie. En 1985, le Canada accusait des exportations nettes d'environ 2 300 pétajoules évaluées à 10,7 milliards de dollars, soit le cinquième de sa production totale d'énergie primaire.

Cette situation, soit le fait que nous continuerons ou non à produire davantage d'énergie que nous n'en consommons dépend d'une manière décisive des prix du pétrole. Si les prix du pétrole sont élevés, la production d'énergie devrait continuer à dépasser les besoins; cependant, si les prix du pétrole demeurent bas, la production chutera et éventuellement sera inférieure à nos besoins totaux d'énergie. La différence dans les deux scénarios est attribuable davantage aux répercussions des prix sur l'approvisionnement en pétrole et en gaz qu'à leurs répercussions sur la demande. Bien qu'il existe une différence de seulement 10 pour cent de la demande d'énergie entre les deux scénarios de prix, la différence au niveau de l'offre est de 30 pour cent (figures 19 et 20).

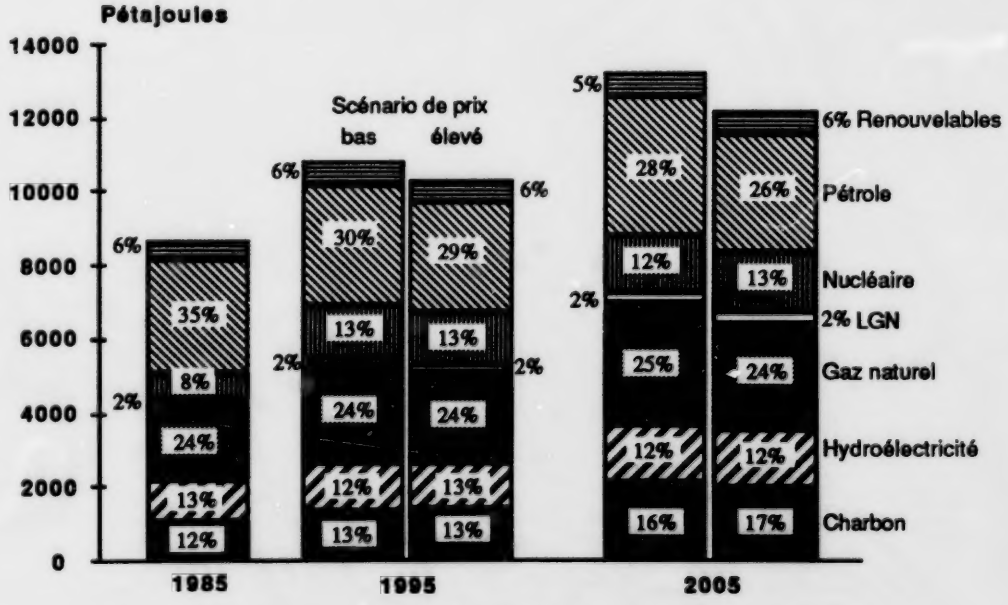
Nos projections (tableau 6) laissent voir que dans les deux scénarios le Canada continuera d'être un exportateur net d'énergie au cours des dix prochaines années. Dans le scénario de prix bas, le Canada devient un importateur net d'énergie d'ici la fin de la période étudiée; dans celui de prix élevé, il est possible que nous continuions d'être un important exportateur net d'énergie jusqu'en 2005.

Dans les deux scénarios de prix, il est probable que le Canada dépendra à l'avenir de plus en plus des importations de pétrole brut léger. Cette dépendance pourrait être sensiblement réduite dans le scénario de prix élevé si davantage d'usines régionales de valorisation du pétrole lourd étaient construites que nous n'en avons prévu.

Le Canada est actuellement un exportateur net de produits pétroliers. Cette situation changera pro-

Figure 19

Comparaison des projections de la demande d'énergie primaire



Nota: Le facteur de conversion de l'hydroélectricité en PJ est de 3,6 PJ/TW.h. et celui de l'électricité nucléaire en PJ de 12,1 PJ/TW.h.

bablement de façon radicale dans les années 1990 dans le scénario de prix bas, où il semble nécessaire d'importer des quantités considérables de produits pétroliers en 2005. Cependant, dans le scénario de prix élevé, le Canada continue d'être un exportateur net de produits pétroliers (bien que les quantités décroissent progressivement) tout au cours de la période de prévision.

Un approvisionnement excédentaire de pétrole brut lourd se maintiendra vraisemblablement dans les deux scénarios. L'approvisionnement excédentaire décroît au cours de la période d'étude dans le scénario de prix bas, mais augmente sensiblement dans celui de prix élevé.

En ce qui concerne le gaz naturel, nous prévoyons que, dans les deux scénarios de prix, les approvisionnements des régions classiques satisferont la demande, y compris les exportations en vertu des autorisations existantes, jusqu'à l'an 2000 ou au-delà. Les points d'intersection prévus indiquent qu'il faudra apporter certains rajustements pour équilibrer l'offre et la demande, peut-être même une augmentation du prix du gaz naturel par rapport à celui du pétrole. Dans le tableau 6, les chiffres indiqués pour le gaz naturel ne comprennent que les exportations prévues en vertu des licences actuelles. Les exportations de gaz naturel pourraient être plus importantes en fonction des prix de détail du gaz qui seront pratiqués à mesure que la déréglementation est mise en oeuvre, des prix relatifs de gros du gaz et du pétrole, du rythme de mise en valeur des nouveaux approvisionnements, des importations américaines requises et des prix américains.

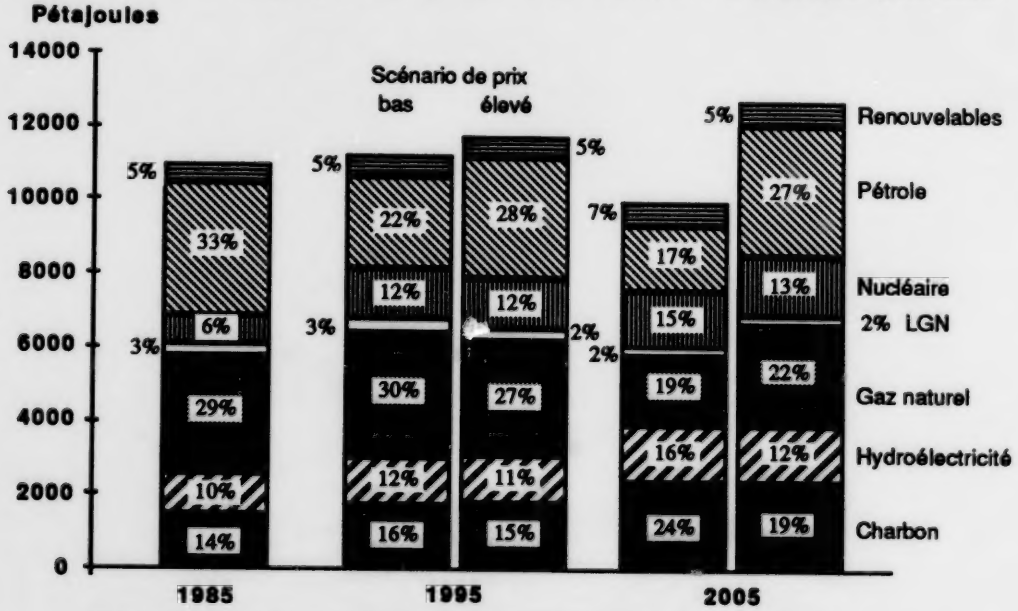
Le Canada continuera vraisemblablement d'être un exportateur net de charbon métallurgique et d'électricité dans les deux scénarios de prix. L'ampleur de nos exportations dépendra de nos coûts de production et de transport par rapport à ceux d'autres pays.

Parmi les pays de l'OCDE, le Canada se plaçait en 1984 au neuvième rang pour la population, au septième pour le produit intérieur brut, au cinquième pour la demande primaire d'énergie et au deuxième pour la production d'énergie. Par habitant, le Canada était le troisième consommateur d'énergie en 1984, soit un peu en deçà les États-Unis.

En ce qui concerne l'utilisation d'énergie par unité du produit intérieur brut, le Canada se plaçait au quatrième rang. Le rendement énergétique du Canada s'est amélioré d'un peu plus de la moitié d'un pour cent par an entre 1973 et 1984, mais cette amélioration était inférieure à celle qu'ont connue la plupart des pays de l'OCDE.

Figure 20

Comparaison des projections de la production d'énergie primaire



Nota: Le facteur de conversion de l'hydroélectricité en PJ est de 3,6 PJ/TW.h. et celui de l'électricité nucléaire en PJ de 12,1 PJ/TW.h.

Tableau 6

Bilans énergétiques

(Pétajoules)

	Exportations (Importations) nettes d'énergie			Offre (Demande) excédentaire [c] Scénario de prix bas		Scénario de prix élevé	
	1965	1975	1985	1995	2005	1995	2005
Charbon	(422)	(146)	365	382	281	416	399
Électricité [a]	–	11	147	188	180	227	198
Gaz naturel	430	1040	990	526 [d]	(1551)	526 [d]	(310)
LGN	34	147	163	153	(105)	71	8
Pétrole [b]	(567)	(111)	623	(945)	(2132)	156	185
Total	(525)	941	2288	304	(3327)	1396	480

– Quantité négligeable

Nota: Les chiffres de ce tableau ont été arrondis.

[a] Les énergies hydroélectrique et nucléaire ont été converties en PJ selon un facteur de 3,6 PJ/TW.h. L'électricité exclut les échanges n'impliquant aucune importation ou exportation nette.

[b] Comprend le pétrole brut et les produits pétroliers raffinés; exclut les échanges n'impliquant aucune importation ou exportation nette.

[c] L'offre excédentaire est indicative d'exportations potentielles. La demande excédentaire est indicative d'un besoin qui peut être satisfait par l'un des moyens suivants ou une combinaison de ceux-ci: importations, remplacement par d'autres sources d'énergie, accroissement des approvisionnements intérieurs. Pour qu'un ajustement s'opère suivant les deux dernières possibilités, une incitation à modifier la consommation et la production devrait être dictée par un changement des prix relatifs.

[d] Ne comprend que les exportations prévues aux termes des licences en vigueur.

Observations finales

La principale conclusion de notre rapport est que les sources classiques d'approvisionnement en pétrole et en gaz ne seront pas suffisantes pour satisfaire les besoins futurs du Canada.

L'existence de ressources en hydrocarbures dans les régions pionnières et de ressources non classiques qui pourraient être mises en valeur pour continuer à assurer la sécurité énergétique du Canada n'est pas mise en question; la question est de savoir si ces ressources peuvent être mises en valeur de façon économique étant donné les perspectives des futurs rapports prix/coûts. Si nos scénarios de prix prévalaient, étant donné l'état actuel de la technologie, et en présumant que les estimations des coûts d'approvisionnement sont généralement valides, il n'est pas certain que ces ressources seraient mises en valeur sur une grande échelle.

Nous avons noté les incertitudes quant aux perspectives des prix mondiaux du pétrole et du gaz naturel. Des incertitudes planent aussi quant aux perspectives des coûts de mise en valeur et de production des ressources canadiennes. Des progrès technologiques seront réalisés, ce qui devrait, à la longue, réduire les coûts d'approvisionnement. Il peut être aussi vrai que nos estimations de coûts, basées essentiellement sur l'expérience d'une période d'inflation sévère, ont surestimé les coûts potentiels de l'offre future d'énergie, ce qui nous a mené à en sous-estimer la disponibilité.

La sécurité énergétique peut aussi résulter des économies d'énergie. Notre analyse de la demande montre que, à la longue et compte tenu des signaux appropriés donnés par les prix, il est possible de continuer à économiser l'énergie et de substituer une forme d'énergie à une autre. Cependant, il existe des facteurs qui pourraient empêcher ce processus d'adaptation. Par exemple, il n'est pas certain qu'au cours des vingt prochaines années, le régime d'établissement des prix donnera nécessairement les signaux appropriés aux producteurs et aux consommateurs; il pourrait se produire, sur les marchés mondiaux, des perturbations tellement sérieuses que les changements de prix, à eux seuls, ne seront peut-être pas en mesure d'équilibrer l'offre et la demande à court terme.

Des substitutions de sources d'énergie à d'autres et des économies d'énergie seront réalisées dans l'avenir, comme cela s'est déjà passé. Pour savoir si l'autosuffisance de n'importe quelle forme d'énergie serait souhaitable, il faudrait effectuer une évaluation des coûts ou avantages nets de cet objectif, ce qui dépasserait la portée de notre étude.

Abréviations des noms, termes et unités de mesure

"ONÉ" ou "l'Office"	Office national de l'énergie
Loi	Loi sur l'Office national de l'énergie
Rapport de septembre 1984	*L'énergie au Canada - Offre et demande - 1983-2005 (Rapport technique et Rapport sommaire)*,ONÉ, Septembre 1984
Scénario de prix élevé (du pétrole)	Voir la figure 1
Scénario de prix bas (du pétrole)	Voir la figure 1
OPEP	Organisation des pays exportateurs de pétrole
OCDE	Organisation de coopération et de développement économiques
LGN	Liquides de gaz naturel (éthane, propane, butanes et pentanes plus)
$ CAN	Dollars canadiens
$ US	Dollars américains
J	joule
PJ	pétajoule
EJ	exajoule
kW	kilowatt
MW	mégawatt
GW	gigawatt
kW.h	kilowatt-heure
MW.h	mégawatt-heure
GW.h	gigawatt-heure

Préfixes

Préfixe	**Multiple**	**Symbole**
kilo	10^3	k
méga	10^6	M
giga	10^9	G
téra	10^{12}	T
péta	10^{15}	P
exa	10^{18}	E

1 pétajoule = 10^{15} joules.

Facteurs de conversion approximatifs

1 mètre cube	contient	6,3 barils ou 35,3 pieds cubes
1 pétajoule	"	950 milliards d'unités thermales britanniques (Btu)
1 mètre cube de gaz naturel	"	38 mégajoules d'énergie
1 pétajoule de gaz naturel	"	0,95 milliard de pieds cubes
1 mètre cube de pétrole brut	"	38 gigajoules d'énergie
1 kilowatt-heure d'électricité	"	3,6 mégajoules d'énergie
1 tonne de charbon	"	24 gigajoules d'énergie

L'ÉNERGIE AU CANADA
OFFRE ET DEMANDE 1985-2005

OFFICE NATIONAL DE L'ÉNERGIE
OCTOBRE 1986

© Ministre des Approvisionnements et Services Canada 1986

No. du Cat. NE23-15/1986-F
ISBN 0-662-93905-0

Ce rapport est publié séparément dans les deux langues officielles.

Exemplaires disponibles auprès du:

Bureau du soutien de la réglementation
Office national de l'énergie
473, rue Albert
Ottawa (Canada)
K1A 0E5
(613) 998-7204

This report is published separately in both official languages.

Copies are available on request from:

Regulatory Support Office
National Energy Board
473 Albert Street
Ottawa, Canada
K1A 0E5
(613) 998-7204

Imprimé au Canada

Printed in Canada

Avant-propos

L'Office national de l'énergie ("ONÉ" ou "Office") a été créé par une Loi du Parlement en 1959. Aux termes de la Loi sur l'Office national de l'énergie, les pouvoirs de réglementation de l'ONÉ comprennent la délivrance de licences pour les exportations de pétrole, de gaz et d'électricité, la délivrance de certificats d'utilité publique pour les pipelines interprovinciaux et internationaux et les lignes internationales de transport d'électricité, et l'établissement de droits justes et raisonnables pour les pipelines relevant de la compétence fédérale. La Loi exige aussi que l'Office passe en revue les perspectives de l'offre canadienne, en ce qui concerne tous produits énergétiques importants, notamment l'électricité, le pétrole et le gaz naturel ainsi que leurs sous-produits, de même que les perspectives de la demande en matière d'énergie canadienne, au Canada et à l'étranger.

Depuis sa création, l'Office a établi et mis à jour des prévisions concernant les approvisionnements et les besoins en matière d'énergie, et a, de temps à autre, publié des rapports sur ces prévisions après avoir obtenu les points de vue des parties intéressées. Le plus récent de ces rapports a été publié en septembre 1984. Il a été préparé par le personnel de l'Office sans que les membres de l'Office aient à tenir une audience officielle comme cela avait été le cas auparavant. Lors de sa préparation, le personnel de l'Office a tenu compte des mémoires écrits présentés par les parties intéressées à la suite d'une invitation ouverte lancée par l'Office.

Depuis septembre 1984, les perspectives que présentent les marchés d'énergie ont changé, traduisant ainsi une modification des perceptions quant à l'avenir des prix de l'énergie, de l'activité économique, de la disponibilité des approvisionnements énergétiques. Les politiques gouvernementales des provinces, du Canada et des États-Unis, notre plus grand client énergétique, ont également changé. Dans les deux pays, ces changements ont eu pour effet de réduire la réglementation des marchés énergétiques, ce qui pourrait avoir d'importantes conséquences pour l'offre et la demande en matière d'énergie.

À la lumière de ces changements et du besoin concomitant de réévaluer les perspectives d'avenir, l'Office a annoncé, en mars 1986, que son personnel mettrait à jour le rapport de septembre 1984. L'Office a souligné que cette mise à jour serait totalement distincte de ses activités de réglementation.

Pour l'établissement de ce rapport, on a simplifié le processus de consultation, car l'objectif poursuivi était de profiter des conseils des parties intéressées tout en réduisant les coûts pour celles-ci ainsi que pour l'Office. Bien que la présentation d'informations, par tous ceux qui désiraient le faire, ait été la bienvenue, l'Office n'a pas demandé qu'on lui soumette des mémoires officiels. Le personnel de l'Office a établi les hypothèses et les résultats préliminaires, il a consulté les gouvernements provinciaux, l'industrie et d'autres parties intéressées; et c'est en fonction de ces consultations qu'il a donné leur forme définitive aux prévisions. Nous tenons à remercier tous ceux qui ont généreusement offert le temps et le fruit de leurs compétences pour réaliser cette entreprise; leur apport a été très précieux.

Ce rapport fournit des renseignements détaillés sur les hypothèses, la méthodologie et les résultats de l'analyse de l'offre et de la demande en matière d'énergie au Canada. Les interprétations et les conclusions présentées n'engagent, naturellement, que le personnel de l'Office. On peut obtenir ce rapport ou un rapport sommaire connexe en s'adressant au Secrétaire de l'Office, 473, rue Albert, Ottawa (Ontario) K1A 0E5.

Table des matières

Page

Avant-propos ..... (i)

Liste des tableaux apparaissant dans le texte ..... (v)

Liste des figures ..... (vii)

1. Introduction 1

2. Établissement des prix de l'énergie et hypothèses macro-économiques 7
   - 2.1 Prix mondiaux du pétrole - Perspective 7
   - 2.2 Prix du gaz naturel 11
   - 2.3 Prix de l'électricité 14
   - 2.4 Déterminants macro-économiques et structurels de l'utilisation d'énergie au Canada 15

3. Demande d'énergie 23
   - 3.1 Utilisation finale par secteur 23
     - 3.1.1 Prix de l'énergie au titre de l'utilisation finale 24
     - 3.1.2 Secteur résidentiel 25
     - 3.1.3 Secteur commercial 27
     - 3.1.4 Secteur industriel 29
     - 3.1.5 Utilisation d'hydrocarbures à des fins non énergétiques 31
     - 3.1.6 Secteur des transports 33
   - 3.2 Demande d'énergie au titre de l'utilisation finale par combustible et par région 38
     - 3.2.1 Énergies de remplacement 39
     - 3.2.2 Région de l'Atlantique 40
     - 3.2.3 Québec 40
     - 3.2.4 Ontario 42
     - 3.2.5 Provinces des Prairies 43
     - 3.2.6 Colombie-Britannique, Yukon et Territoires du Nord-Ouest 44
     - 3.2.7 Canada 45
   - 3.3 Demande d'énergie primaire 47
     - 3.3.1 Demande primaire de pétrole 47
     - 3.3.2 Demande primaire de gaz naturel 48
     - 3.3.3 Demande primaire de liquides du gaz naturel 49
     - 3.3.4 Demande primaire de charbon 49

4. Électricité 51
   - 4.1 Demande globale en matière d'électricité 52
   - 4.2 Capacité de prodution et production d'énergie électrique par région 54
   - 4.3 Conséquences pour la capacité et la production nationales 65
   - 4.4 Exportations 67

5. Gaz naturel 71
   - 5.1 Réserves établies 71
   - 5.2 Additions aux réserves et potentiel ultime - Régions traditionnelles 72
   - 5.3 Régions pionnières 76
   - 5.4 Capacité de production 76

Table des matières (suite)

Page

5.5 Exportations ... 79
5.5.1 Structure du commerce de gaz naturel à l'exportation ... 80
5.5.2 Climat de la réglementation aux États-Unis ... 81
5.5.3 Perspectives en matière d'exportation de gaz naturel jusqu'en 1990 ... 83
5.5.4 Considérations relatives aux marchés régionaux ... 84
5.5.5 Exportations en vertu d'ordonnances à court terme ... 88
5.5.6 Perspectives à long terme ... 88
5.6 Bilans de l'offre et de la demande ... 89

6. Pétrole brut et équivalents ... 91
6.1 Ressources ... 91
6.2 Réserves établies ... 92
6.3 Additions aux réserves et potentiel ultime - Régions traditionnelles ... 93
6.3.1 Additions dues à la récupération assistée du pétrole dans les gisements actuellement établis ... 93
6.3.2 Additions liées aux activités de forage ... 96
6.3.3 Potentiel ultime et total des additions aux réserves ... 96
6.4 Pétrole brut synthétique et bitume ... 98
6.5 Pentanes plus ... 99
6.6 Régions pionnières ... 100
6.7 Offre globale ... 101
6.8 Bilans des produits pétroliers et besoins des raffineries en charges d'alimentation ... 103
6.9 Bilans de l'offre et de la demande ... 107
6.9.1 Pétrole brut léger ... 107
6.9.2 Pétrole brut lourd ... 109
6.10 Observations finales - Incidences sur les oléoducs ... 112

7. Liquides du gaz naturel ... 115
7.1 Usines de gaz naturel ... 115
7.2 Raffineries de pétrole ... 116
7.3 Usines de pétrole brut synthétique et de valorisation ... 117
7.4 Régions pionnières ... 117
7.5 Bilans de l'offre et de la demande ... 118

8. Charbon ... 121
8.1 Ressources et réserves ... 121
8.2 Production ... 122
8.3 Exportations et importations ... 123
8.4 Bilans de l'offre et de la demande ... 125

9. Sources et utilisations de l'énergie primaire ... 127
9.1 Prévisions relatives à la demande d'énergie primaire et à sa production ... 130
9.2 Exportations nettes d'énergie ... 131
9.3 Perspectives internationales ... 133

10. Conclusions ... 135

Liste des tableaux en annexe ... 139

Liste des tableaux apparaissant dans le texte

		Page
2-1	Offre, demand et prix du pétrole en 1979 et 1985	8
2-2	Prévision du prix mondial du pétrole	10
2-3	Prévisions du prix de gros du gaz naturel en Ontario et du prix du gaz naturel à la frontière de l'Alberta	14
2-4	Produit intérieur brut réel par région	19
3-1	Prix réels de l'utilisation finale de l'énergie	24
3-2	Demande d'énergie du secteur résidentiel	26
3-3	Demande d'énergie du secteur commercial	28
3-4	Intensité énergétique par industrie choisie en 1984	29
3-5	Intensité énergétique par région en 1984	29
3-6	Demande d'énergie du secteur industriel	30
3-7	Demande d'énergie du secteur des transports	35
3-8	Demande d'énergie pour utilisation finale et répartition par combustible	46
3-9	Distribution de la demande primaire de pétrole par produit	47
3-10	Demande primaire de pétrole par utilisation	48
3-11	Demande primaire du gaz naturel	48
3-12	Demande primaire de liquides du gaz naturel	49
3-13	Demande primaire de charbon	50
4-1	Demande d'électricité	53
4-2	Capacité installée et production par province et territoire - 1984	55
4-3	Production d'électricité à Terre-Neuve et au Labrador	55
4-4	Production d'électricité à l'Île-du-Prince-Édouard	56
4-5	Production d'électricité en Nouvelle-Écosse	57
4-6	Production d'électricité au Nouveau-Brunswick	58
4-7	Production d'électricité au Québec	59
4-8	Production d'électricité en Ontario	60
4-9	Production d'électricité au Manitoba	61
4-10	Production d'électricité en Saskatchewan	62
4-11	Production d'électricité en Alberta	63
4-12	Production d'électricité en Colombie-Britannique	64
4-13	Production d'électricité au Yukon	64
4-14	Production d'électricité dans les Territoires du Nord-Ouest	65

Liste des tableaux apparaissant dans le texte (suite)

		Page
4-15	Production d'électricité au Canada	65
4-16	Production et capacité de production d'électricité par catégorie de combustible	66
4-17	Prévisions des exportations globales d'électricité	68
5-1	Réserves établies restantes de gaz naturel commercialisable	71
5-2	Coûts sociaux estimatifs des approvisionnements et prix du gaz naturel au gisement - Ouest canadien	73
5-3	Estimations de l'APGTC concernant les ressources en gaz naturel découvertes des régions pionnières	76
5-4	Exportations de gaz naturel canadien aux États-Unis	85
5-5	Prévision de la capacité excédentaire des gazoducs aux fins des exportations canadiennes	88
6-1	Estimations de l'APGTC concernant les ressources en pétrole brut découvertes des régions pionnières	91
6-2	Réserves établies restantes de pétrole brut classique	92
6-3	Récupération assistée de pétrole (RAP)	95
6-4	Calendrier des projets importants	99
6-5	Capacité de production de pétrole brut et d'équivalents	102
6-6	Capacité de raffinage	104
6-7	Besoins des raffineries en charges d'alimentation	105
6-8	Besoins en pétrole brut léger et lourd	107
6-9	Pétrole brut léger et équivalents - Bilan de l'offre et de la demande	108
6-10	Pétrole brut lourd - Bilan de l'offre et de la demande	111
7-1	Approvissionnement en liquides du gaz naturel	116
8-1	Réserves récupérables de charbon par province et par classe	122
8-2	Production de charbon par province et par classe en 1985	122
8-3	Exportations et importations de charbon en 1985	124
9-1	Bilans énergétiques	132
9-2	Comparaison entre l'utilisation de l'énergie et sa production dans les pays de l'OCDE en 1984	134

Liste des figures

		Page
1-1	Exemple du point d'intersection de l'offre et de la demande	5
2-1	Prix mondiaux du pétrole	10
2-2	Comparaison des prévisions - prix mondiaux du pétrole	11
2-3	Prix énergétiques moyens au détail, Canada - Scénario de prix bas	11
3-1	Répartition de la demande de carburant par secteur de transport	34
3-2	Demande énergétique globale pour utilisation finale	38
3-3	Demande énergétique pour utilisation finale par combustible - Atlantique	40
3-4	Demande énergétique pour utilisation finale par combustible - Québec	41
3-5	Demande énergétique pour utilisation finale par combustible - Ontario	43
3-6	Demande énergétique pour utilisation finale par combustible - Prairies	44
3-7	Demande énergétique pour utilisation finale par combustible - Colombie-Britannique et Territoires du Nord-Ouest	45
3-8	Demande énergétique pour utilisation finale par combustible - Canada	47
4-1	Exportations nettes d'électricité par type de combustible	68
5-1	Réserves établies de gaz naturel commercialisable - Zones productrices classiques	71
5-2	Relations entre le taux des additions aux réserves de gaz naturel et les forages d'exploration cumulatifs pour le gaz - Zones de production classiques	74
5-3	Répartition des forages exploratoires - Zones productrices classiques	75
5-4	Additions aux réserves de gaz naturel commercialisable - Zones productrices classiques	75
5-5	Capacité de production de gaz naturel - Zones productrices classiques	77
5-6	Capacité de production de gaz naturel par source d'approvisionnement	78
5-7	Exportations de gaz naturel sous licence de l'ONÉ	80
5-8	Marchés de gaz naturel par région aux États-Unis et écoulements des exportations canadiennes (1985)	84

Liste des figures (suite)

		Page
5-9	Offre et demande de gaz naturel - Zones productrices classiques	89
6-1	Réserves établies de pétrole brut classique - Zones productrices classiques	93
6-2	Principales lignes de collecte de pétrole brut	94
6-3	Relations entre le taux des additions aux réserves primaires de pétrole brut et les forages d'exploration cumulatifs axés sur le pétrole - Zones productrices classiques	96
6-4	Réserves de pétrole brut classique - Zones productrices classiques	97
6-5	Additions aux réserves de pétrole brut classique - Zones productrices classiques	97
6-6	Offre et demande de pentanes plus	100
6-7	Approvisionnements en pétrole brut intérieur et en ses équivalents	103
6-8	Demande de produits pétroliers raffinés pour utilisation finale	104
6-9	Offre et demande - pétrole brut léger	109
6-10	Exportations de pétrole brut lourd par marché - 1er semestre de 1986	110
6-11	Principaux oléoducs	113
7-1	Rendements en LGN - Scénario de prix bas	115
7-2	Offre et demande d'éthane - Scénario de prix bas	117
7-3	Offre et demande d'éthane - Comparaison des scénarios de prix bas et de prix élevé	117
7-4	Offre et demande de propane - Scénario de prix bas	117
7-5	Offre et demande de propane - Comparaison des scénarios de prix bas et de prix élevé	118
7-6	Offre et demande de butanes - Scénario de prix bas	118
7-7	Offre et demande de butanes - Comparaison des scénarios de prix bas et de prix élevé	118
8-1	Offre et demande de charbon au Canada	125
9-1	Circuits de l'énergie	127
9-2	Demande d'énergie primaire	128
9-3	Comparaison des projections de la demande d'énergie primaire	129
9-4	Production d'énergie primaire	130
9-5	Comparaison des projections de la production d'énergie primaire	131

Chapitre 1
Introduction

Des événements majeurs ont marqué les marchés mondiaux de l'énergie depuis la publication du Rapport de septembre 1984 de l'Office, intitulé "L'ÉNERGIE AU CANADA - Offre et demande 1983-2005". Les prix du pétrole ont baissé et pour la première moitié de 1986, on enregistre une chute très nette. Les marchés américains du gaz naturel restent faibles et, en 1986, le gaz naturel se vend à des prix bien inférieurs à ceux que de nombreux analystes anticipaient il y a encore un an. Les secteurs du pétrole et du gaz naturel au Canada et du gaz aux États-Unis ont fait l'objet d'une déréglementation importante. Chacun de ces événements risque d'avoir un impact non négligeable dans le futur sur les prix de l'énergie, la performance économique et l'offre et la demande énergétiques au Canada.

Les hausses massives des prix réels du pétrole intervenues entre 1973 et 1980 ont provoqué de telles réductions de la demande mondiale de pétrole et de telles augmentations de l'offre que le prix du baril de pétrole n'a pu se maintenir au niveau de 1981, soit 34 $ US.

Du côté de la demande, les pays industrialisés importateurs de pétrole ont mis en oeuvre des programmes d'économie d'énergie et de substitution. Des mesures et des techniques d'économie d'énergie ont été adoptées. La part des activités à forte utilisation de combustibles fossiles dans le Produit intérieur brut (PIB) a eu tendance à diminuer. En résumé, la demande de pétrole et d'autres sources d'énergie a réagi aux changements de prix.

Sur les marchés mondiaux, les approvisionnements pétroliers ont été influencés par les disparités en matière de structures de coût, d'intérêts économiques et de comportements de marché des pays producteurs. Les prix élevés des années 1970 ont provoqué dans un nombre croissant de pays une augmentation de l'offre mondiale pour toutes formes d'énergie.

Par conséquent, les principaux pays producteurs de pétrole ont éprouvé des difficultés croissantes à gérer les approvisionnements pétroliers internationaux. En raison de leurs capacités d'adaptation, et de leurs intérêts différents le coût des ajustements imposés par la chute des prix n'a pas été le même pour tous, ce qui a eu pour effet de compliquer la coordination et la coopération. Début 1986, les prix pétroliers sont brutalement tombés aux alentours de 10 à 16 $ US (1986) le baril. Cet état de choses soulève des questions d'importance primordiale et suscite beaucoup d'incertitude quant à l'évolution future des prix mondiaux du pétrole.

Depuis le début des années 1980, les États-Unis connaissent un excédent de leur capacité de livraison de gaz naturel qui résulte, dans une grande mesure, des politiques adoptées pour répondre à la hausse des prix pétroliers et aux menaces exercées contre la sécurité des approvisionnements pendant les années 1970. En réglementant les prix, les politiques américaines ont eu pour effet d'encourager le gonflement de l'offre intérieure de gaz naturel à coût élevé, si bien que les prix moyens combinés de "l'ancien" gaz naturel à bas prix et du "nouveau" à prix élevé s'avérèrent beaucoup plus élevés qu'auparavant. (Aux termes de la loi américaine, on appelle "ancien" le gaz découvert avant 1978.) Ces politiques ont contribué à réduire la demande et augmenter l'offre, créant par là un excédent de capacité de livraison, c'est-à-dire des "excédents d'approvisionnements en gaz".

Au cours des dix dernières années, de nombreux utilisateurs d'énergie parmi les services publics et consommateurs industriels se sont dotés d'équipement à double combustible, qui permet de passer rapidement au pétrole ou au gaz naturel, en fonction des prix. Compte tenu de la chute des prix du pétrole en chiffres réels entre 1981 et 1986, il fallait bien que les prix du gaz naturel finissent par fléchir, afin d'éviter que le gaz naturel ne perde une part importante de son marché. La concurrence devint très vive entre les secteurs du pétrole et du gaz naturel d'une part et au sein du secteur du gaz naturel d'autre part. L'excédent de l'offre et l'intensification de la concurrence ont provoqué l'apparition d'un marché de contrats à court terme de gaz naturel à des prix très bas par rapport aux niveaux antérieurs.

Une importante question sous-jacente demeure posée. En effet, reste à savoir si l'actuel excédent de capacité de livraison des États-Unis n'augure pas, à plus long terme, une pénurie de gaz naturel intérieur à prix "raisonnable".

Ces considérations suscitent des questions et des doutes sur les orientations de l'offre, de la demande et des prix intérieurs du gaz naturel aux États-Unis. Ces orientations sont importantes, dans la mesure où les prix du gaz américain auront une incidence majeure sur les prix du gaz naturel canadien ainsi que sur les perspectives de développement et les exportations de gaz naturel du Canada.

Cette tendance croissante vers un excédent des approvisionnements

et une chute des prix a modifié la façon dont le public et l'industrie percevaient la question énergétique. Les impératifs de la sécurité des approvisionnements et de la gestion des prix ont cédé la place à l'amélioration de l'efficacité des mécanismes du marché. Après les marchés pétroliers, les gouvernements du Canada et des États-Unis sont en train de déréglementer les marchés du gaz naturel, afin qu'une tarification flexible équilibre l'offre et la demande.

Ces changements de politique sont très récents et il est trop tôt pour évaluer leur impact sur les marchés canadiens et américains du gaz naturel. Cependant, on peut s'attendre à ce que les prix du gaz naturel fluctuent selon les circonstances de l'offre et de la demande.

Ces changements de réglementation ont un impact sur nos méthodes de projection des prix du gaz naturel et du pétrole canadiens. Nous ne pouvons plus nous placer dans un contexte de prix réglementés par voie de politiques gouvernementales et devons désormais analyser de quelle façon les forces du marché détermineront les prix du gaz naturel et du pétrole ainsi que les relations entre ces prix.

La mutation des conditions du marché ainsi que les nouvelles réglementations renforcent l'incertitude qui règne sur l'impact qu'auront les excédents et la baisse des prix actuels sur l'offre, la demande et les prix futurs.

À titre d'exemple de l'incertitude qui entoure l'évolution de la demande, nous comptons entre autres, les effets de la baisse des prix du gaz et du pétrole sur les économies d'énergie et sur le rendement énergétique. Si au cours des dix dernières années, les augmentations considérables des prix du pétrole ont eu pour effet de réduire la demande de pétrole, rien ne dit que leur chute provoque à l'avenir une augmentation proportionnelle de la demande de pétrole. À la lumière des expériences du passé, consommateurs et producteurs ne souhaiteront peut-être pas accroître leur dépendance vis-à-vis du pétrole. Au plan technique, des changements durables sont intervenus et il ne sera pas nécessairement rentable de renoncer aux mesures d'économie d'énergie adoptées en réponse à la hausse des prix pétroliers.

Le prix n'est pas le seul facteur qui affecte la demande. Les changements technologiques interviennent pour des raisons diverses, qui ne sont pas toutes liées aux coûts du pétrole et des autres sources d'énergie. Les changements technologiques qui favorisent la production à partir de l'électricité plutôt qu'à l'aide de combustibles fossiles contribuent à réduire la demande de pétrole, indépendamment des prix du pétrole.

Toutes choses égales, par ailleurs, la baisse des prix pétroliers entraîne la réduction de la facture pétrolière des pays importateurs nets, et ipso facto l'augmentation de leur revenu national, de leur consommation globale et donc de leur demande énergétique. On risque donc d'assister à une certaine augmentation de la demande pétrolière liée aux revenus. Mais il est difficile d'évaluer dans quelle mesure ces facteurs influenceront la demande énergétique en générale et pétrolière en particulier.

Du côté des approvisionnements, on ne sait pas très bien quels seront les effets de la baisse des prix sur les additions aux réserves de pétrole et de gaz naturel des pays non membres de l'OPEP. L'offre future de pétrole et de gaz des pays non membres de l'OPEP sera fonction d'un équilibre fragile entre le coût de la découverte et de la production de nouvelles réserves, les prix que les investisseurs s'attendront à voir sur le marché, la confiance qu'ils accorderont aux prévisions de recettes futures et enfin le capital qu'ils sauront générer ou attirer pour réaliser les investissements nécessaires à l'élargissement de leur offre. Par exemple, si les conditions de l'investissement sont telles que l'offre des pays non membres de l'OPEP augmente moins vite que leur demande, leur dépendance vis-à-vis du pétrole de l'OPEP sera accrue, à moins qu'ils ne disposent d'autres sources d'énergie compétitives.

En résumé, étant donné qu'on ne sait pas très bien dans quelle mesure et à quel moment l'OPEP pourra à nouveau exercer un pouvoir sur l'offre, beaucoup d'incertitudes demeurent quant aux niveaux auxquels les prix du pétrole pourront se maintenir.

Vu tous les facteurs d'incertitude qui entourent l'offre, la demande et les prix, il est particulièrement difficile, à l'heure actuelle, de définir un scénario unique d'évolution des prix du gaz et du pétrole pendant la période visée et d'en dégager un cas de référence concomitant sur l'offre et la demande d'énergie. Dégager un cas de référence reviendrait à affirmer que certaines hypothèses ont plus de chances que d'autres de se vérifier et que les valeurs situées dans une fourchette plausible sont moins probables que celles du cas de référence. Dans les circonstances que nous venons d'évoquer, nous pensons que cela n'est pas raisonnable.

Nous avons donc établi dans notre rapport une fourchette plausible des

prix mondiaux du pétrole pendant la période visée et élaboré deux scénarios de l'offre et de la demande énergétiques qui correspondent respectivement à nos projections haute et basse des prix mondiaux du pétrole. Il s'agit d'une approche différente de celle utilisée dans le Rapport de septembre 1984, dans lequel nous nous étions concentrés sur un cas de référence et sur une fourchette plausible relativement à ce cas.

À l'échelle mondiale, le Canada est un producteur et un consommateur de pétrole relativement mineur. Nous sommes donc partis de l'hypothèse que le Canada devra suivre le marché mondial du pétrole, c'est-à-dire exporter et importer aux prix du marché mondial. Nous avons supposé la continuation des politiques actuelles de non-réglementation des prix intérieurs du pétrole et d'absence de taxes d'exportation, de droits d'importation ou d'autres frais ayant un effet équivalent sur le prix du pétrole brut ou de la plupart des produits pétroliers négociés sur les marchés internationaux. Les prix du pétrole au Canada sont par conséquent les mêmes que les prix mondiaux, compte tenu des ajustements prévus pour le transport et les différences de qualité. Nous avons dérivé les prix du pétrole canadien du prix du pétrole brut West Texas Intermediate, qui sert de prix de référence mondial du pétrole.

Nous avons dû faire plusieurs choix fondamentaux quant à la façon d'établir et d'interpréter les perspectives d'évolution des prix mondiaux du pétrole. La question qui se pose de prime abord est celle de la variabilité à court terme. L'une des rares quasi-certitudes dont nous disposons, c'est que les prix du pétrole vont fluctuer avec le temps, et peut-être de façon considérable. Historiquement, les cycles des prix se sont caractérisés par l'irrégularité de leur forme et de leur incidence dans le temps. Une projection régulière ne saurait par conséquent reproduire fidèlement la réalité probable des fluctuations des prix du pétrole d'année en année. En outre, il est vraisemblable qu'il faut plusieurs années à la majorité des consommateurs et des producteurs pour s'adapter aux grandes mutations prolongées des prix du pétrole. Nous ne pouvons pas établir de scénario précis des fluctuations des prix à court terme, mais celles-ci ne devraient pas sensiblement affecter les perspectives à long terme. C'est pourquoi nous n'essaierons pas de dresser le profil précis des mouvements des prix du pétrole dans le temps.

Deuxièmement, on peut envisager de diverses façons la notion de fourchette plausible des prix mondiaux du pétrole. On peut chercher à déterminer la fourchette des valeurs extrêmes à l'intérieur de laquelle les prix peuvent fluctuer pendant une période de temps très courte. Cette méthode n'est pas très utile dans la mesure où ces valeurs extrêmes risquent de ne pas se maintenir suffisamment longtemps pour être significatives et où la fourchette risque d'être trop large.

Notre approche consiste à définir ce qu'on peut appeler les prix *soutenables* bas et élevés du pétrole. Les facteurs susceptibles de donner lieu à un prix soutenable bas ou élevé sont la croissance de la demande (laquelle dépend à son tour de variables économiques et de l'efficacité de l'utilisation énergétique), l'évolution et le coût des approvisionnements ne provenant pas de l'OPEP, la part du marché détenue par les pays de l'OPEP du Moyen-Orient et le pouvoir concomitant que ces derniers auront de faire monter les prix sans éroder de façon marquée leur part du marché. L'incertitude qui plane sur ces facteurs signifie que la fourchette des prix soutenables peut s'avérer plus large que celle que nous avons adoptée.

La définition des scénarios de prix bas et élevé[1] ne signifie pas que les prix du pétrole demeureront, d'une année à l'autre, conformes à l'un de ces scénarios. Le prix du pétrole oscillera très vraisemblablement au-dessus ou au-dessous de chacun de ces scénarios pour n'importe quelle année, mais il n'est pas possible de prévoir ces fluctuations. Chacun de ces deux scénarios reflète une projection à long terme *qualitativement* différente, en raison des différentes hypothèses adoptées pour étayer l'un ou l'autre. En outre, il est possible que le scénario réel soit un amalgame des deux projections, par exemple, qu'il soit proche du scénario de prix bas dans les premières années, pour s'orienter à la longue vers le scénario de prix élevé, d'ici la fin de la période d'étude.

Une fois établie la fourchette des prix mondiaux du pétrole, la présente étude vise essentiellement à analyser quelle serait la différence pour l'offre et la demande d'énergie au Canada si les prix mondiaux du pétrole devaient évoluer à peu près comme le prévoit une projection ou l'autre.

Étant donné la concurrence de marché qui existe entre le pétrole et le gaz naturel, notamment aux États-

1. Dans ce rapport, les scénarios de prix bas et élevé sont aussi appelés les hypothèses d'un prix faible et d'un prix fort.

Unis, les scénarios de prix élevés et de prix bas définis pour le pétrole auront une incidence directe sur les scénarios de prix du gaz naturel.

Il est particulièrement difficile de cerner quels seront à l'avenir les rapports entre les prix du pétrole et du gaz naturel, dans la mesure où ils dépendent partiellement des perspectives d'approvisionnement en gaz des États-Unis. L'expérience ne nous est guère utile sur ce point étant donné que les prix du gaz américain sont réglementés depuis plus de trente ans. Nous présumons que les prix du gaz suivront ceux du pétrole à cause de la concurrence qui existe entre le gaz et le pétrole sur les marchés américains des industries et des services publics. Si l'offre de gaz venait à diminuer aux États-Unis, il se pourrait qu'à un moment donné les prix du gaz augmentent par rapport aux prix du pétrole. Toutefois, si la demande américaine de pétrole importé venait à augmenter, cela pourrait contribuer à exercer des pressions à la hausse sur le prix mondial du pétrole et à rétablir le rapport des prix du pétrole et du gaz.

Le rapport des prix du gaz naturel et du pétrole est de la plus haute importance pour l'industrie gazière canadienne. Si pendant une durée assez longue, les prix du pétrole devaient rester très bas et ceux du gaz les suivre, les producteurs canadiens ne seraient guère encouragés à exploiter de nouvelles ressources de gaz pour l'exportation.

Étant donné que les prix du pétrole ont des effets directs et induits sur les recettes d'exportation et les coûts d'importation, des prix différents auront des effets différents sur la croissance économique qui, a son tour, influence la demande d'énergie. Nous avons donc mis à jour deux projections de croissance économique à partir de nos deux scénarios de prix du pétrole.

La croissance économique du Canada est projetée à un niveau plus élevé dans le scénario de prix bas. Cela signifie que les gains (pertes) enregistrés par les secteurs de l'emploi et les industries non énergétiques en raison de prix pétroliers plus bas (plus élevés) seront plus importants que les pertes (gains) enregistrées par les industries liées au pétrole et au gaz et essentiellement situées dans les régions productrices. Les rapports qui existent entre les prix du pétrole et le revenu réel obéissent au mécanisme suivant: dans la mesure où le coût de l'énergie diminue (augmente) par rapport au coût d'autres biens et services, le revenu réel disponible pour consommer ces biens et services augmente (diminue), ce qui entraîne un changement concomitant au niveau de la demande, de la production et de l'investissement. Pour ce qui est de la demande, ce changement se manifeste au plan de la consommation intérieure et de la demande extérieure d'exportations canadiennes. Le Canada étant un exportateur net d'énergie, ce mécanisme sera contrecarré par le changement de valeur des exportations énergétiques, ce qui aura pour effet d'atténuer l'augmentation (diminution) de la croissance économique résultant de la chute (hausse) des prix énergétiques.

D'autres facteurs que les prix du pétrole déterminent la croissance économique; dans nos projections, ils sont communs à nos deux scénarios de prix. Il est vraisemblable que des hypothèses différentes des nôtres en ce qui a trait à ces facteurs donnent des taux de croissance économique et des niveaux d'offre et de demande énergétiques différents. Par conséquent, les deux projections utilisées dans ce rapport ne correspondent pas nécessairement aux limites extérieures de l'offre et de la demande énergétiques.

À long terme, l'offre canadienne de pétrole et de gaz naturel dépendra des rapports entre les prix du gaz et du pétrole sur le marché, des politiques gouvernementales en matière de taxation et de redevance et des coûts de la découverte et de la production de nouvelles ressources. Étant donné que les prix et les revenus influencent l'offre et la demande énergétiques, nous nous sommes basés sur nos prévisions des prix énergétiques et de la croissance économique pour établir les profils de l'offre et de la demande d'énergie au Canada.

Dans la mesure où les prix du pétrole et du gaz naturel sont dans une large mesure déterminés sur les marchés internationaux, il n'est pas dit que les prix canadiens réagissent nécessairement aux déséquilibres de l'offre et de la demande canadienne, sauf si les politiques du gouvernement visent à isoler le marché canadien du marché international. Selon l'évolution des prix, on peut aussi bien concevoir un excédent de l'offre qu'un excédent de la demande d'une ressource énergétique canadienne donnée.

Dans notre rapport, nous présentons un bilan de l'offre et de la demande de chaque principale forme d'énergie, pour la période allant de 1985 à 2005. Nous présentons un bilan séparé pour chacun des deux scénarios de prix du pétrole. La courbe de l'offre représente les approvisionnements canadiens qui peuvent être disponibles chaque année, si les prix sont appropriés et si certains facteurs matériels sont présents, et la courbe de la demande représente

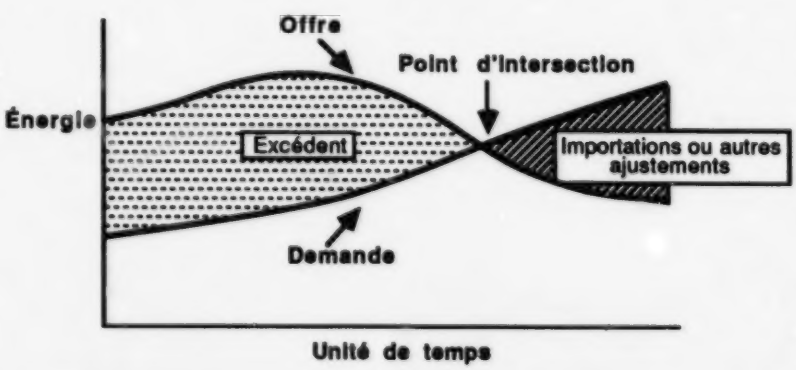
la demande annuelle, compte tenu des mêmes prix et d'autres facteurs déterminants. Tant que la courbe de l'offre se situe au-dessus de la courbe de la demande, il y a excédent de l'offre, et chaque "point d'intersection" des deux courbes signifie que les approvisionnements canadiens sont en voie de ne plus suffire à répondre à la demande. Dans le cas du pétrole, l'excès de la demande par rapport à l'offre intérieure serait probablement compensée par une augmentation des importations (voir figure 1-1).

En ce qui concerne le gaz, l'ajustement ne se fera peut-être pas aussi facilement, étant donné que les approvisionnements et le transport sont soumis à des restrictions plus nombreuses que dans le cas du pétrole, à cause de considérations d'ordre matériel et de coûts. En cas de ralentissement de l'offre intérieure de gaz, il faudrait recourir au pétrole (en augmentant peut-être les importations pétrolières), à l'électricité produite au Canada, au charbon ou augmenter suffisamment les prix du gaz pour susciter le gonflement de l'offre.

Nous ne prévoyons pas d'excédent de la demande d'électricité au Canada dans la mesure où les services publics se munissent d'une capacité de production électrique en prévision de la demande intérieure et récupèrent leurs investissements grâce à la réglementation provinciale des tarifs. L'excédent d'électricité peut être exporté, à condition que les prix satisfassent acheteurs et vendeurs et que les impératifs de la réglementation soient respectés.

Pour établir la courbe de la demande, nous avons utilisé les prévisions d'exportations de gaz, de pétrole et d'électricité établies par le personnel de l'Office à partir des autorisations déjà accordées et des exportations potentielles d'électricité non encore approuvées. En effet, plusieurs services publics examinent plusieurs possibilités d'accroître leur capacité de production pour pouvoir assurer des exportations de puissance garantie. Il va de soi que les prévisions du présent rapport sur les exportations et l'offre et la demande sont indépendantes de l'examen par l'Office de toute demande d'exportation d'énergie ou de construction d'installations et qu'elles ne sauraient leur porter préjudice.

Figure 1-1
Exemple du point d'intersection de l'offre et de la demande



Plan du rapport

Le chapitre 2 fait état des hypothèses que nous avons adoptées en matière de prix énergétiques et de croissance économique pour établir nos projections de l'offre et de la demande. Plus précisément, ce chapitre présente pour chaque scénario de prix les prix du pétrole projetés, les prix du gaz naturel et de l'électricité et les hypothèses de croissance économique retenues.

La demande totale d'énergie pour utilisation finale est analysée au chapitre 3, selon les secteurs de consommation, les régions du Canada et les combustibles. La demande d'hydrocarbures pour utilisation non énergétique (notamment pour les charges d'alimentation pétrochimiques) est également discutée. La production d'énergie pour utilisation finale implique l'utilisation de combustible. (Par exemple, les centrales thermiques doivent consommer du charbon, du pétrole, du gaz naturel ou de l'uranium pour produire de l'électricité.) La somme de ces besoins et de la demande pour utilisation finale constitue ce que nous avons appelé "la demande d'énergie primaire", également analysée au chapitre 3.

Le présent rapport se penche ensuite sur la capacité des sources énergétiques intérieures de répondre à la demande intérieure projetée, selon chaque source individuelle.

Le chapitre 4 étudie les implications de la demande d'électricité du point de vue de la capacité de production, de la production d'énergie électrique par région, de la disponibilité

des excédents pouvant être exportés et de l'énergie primaire utilisée pour produire de l'électricité.

Le chapitre 5 discute des réserves de gaz naturel, des additions aux réserves et du potentiel d'exploitation ultime des régions classiques, du potentiel de production des régions pionnières, des exportations et de l'équilibre de l'offre et de la demande.

Le chapitre 6 analyse l'offre de pétrole brut, en tenant compte des réserves établies, des additions aux réserves obtenues dans les régions classiques grâce à des activités de forage et de récupération assistée, du brut synthétique et du bitume, des pentanes plus et des ressources des régions pionnières. Les exportations et les importations sont examinées parallèlement à l'incidence de la demande intérieure sur les charges d'alimentation des raffineries. Ce chapitre étudie également l'équilibre de l'offre et de la demande en matière de brut léger et lourd et conclut par des observations sur les implications pour les oléoducs de l'offre et de la demande projetées de pétrole.

Le chapitre 7 envisage les perspectives de l'offre et de la demande de liquides de gaz naturel compte tenu de la production des usines de gaz et des raffineries, de l'utilisation de liquides de gaz naturel dans des projets nécessitant l'injection de fluides miscibles et comme combustible dans la production de pétrole brut synthétique, et enfin des bilans de l'offre et de la demande.

Le chapitre 8 discute des ressources, des réserves, de la production, des exportations et des importations de charbon.

Le chapitre 9 fait le bilan des sources et des utilisations d'énergie primaire, en intégrant la demande primaire ainsi que les prévisions de production et d'exportation énergétiques des chapitres précédents. Le chapitre 9 se situe également dans une perspective internationale, en comparant l'utilisation énergétique du Canada à celle des autres pays.

Le chapitre 10 contient les conclusions essentielles de notre rapport.

L'annexe 1 présente un certain nombre de définitions, de facteurs de conversion et d'abréviations de noms et de termes.

Les annexes 2 à 8 comprennent un complément d'information sur les chapitres 2 à 8.

Chapitre 2
Établissement des prix de l'énergie et hypothèses macro-économiques

Les changements qui interviennent au niveau des prix de l'énergie, des activités économiques, des caractéristiques structurelles de l'économie et des paramètres physiques de l'offre énergétique modifient nécessairement le profil de l'offre et de la demande d'énergie. Le présent chapitre vise à énoncer les hypothèses dont nous sommes partis en matière de croissance macro-économique et des prix de l'énergie, ainsi que les facteurs qui les sous-tendent.

Les hypothèses que nous avons adoptées en matière de prix jouent un rôle central dans notre rapport dans la mesure où le coût de l'énergie influence l'offre et la demande totales d'énergie. Les changements du prix relatif des différentes formes d'énergie ont un impact sur la ventilation de la demande d'énergie, c'est-à-dire sur la demande de pétrole, de gaz, d'électricité ou d'autres sources, et à cause de leur influence sur l'investissement dans le secteur de la production énergétique, les prix, réels et projetés, constituent un élément déterminant de l'offre énergétique.

Étant donné que les marchés énergétiques canadiens sont très exposés aux événements internationaux, l'évolution des prix du gaz naturel et du pétrole canadiens dépend dans une large mesure des prix mondiaux du pétrole et des prix américains du gaz naturel. Nous avons élaboré notre scénario des prix canadiens du gaz et du pétrole à partir des prix mondiaux du pétrole et des prix américains du gaz naturel.

Au Canada, les prix de l'électricité sont déterminés dans une grande mesure par des règlements provinciaux, lesquels sont habituellement fondés sur le coût du service. Les tarifs demandés par les services publics sont structurés de façon à ce que les prix facturés collectivement à chaque catégorie de consommateurs génèrent des recettes totales équivalent plus ou moins au coût du service. Nos projections des coûts de l'électricité sont donc basées sur une évaluation de la façon dont le coût du service et la structure des tarifs perçus par les services publics évolueront avec le temps.

Nous présentons les hypothèses que nous avons adoptées pour le prix du pétrole, du gaz et de l'électricité aux sections 2.1, 2.2 et 2.3 respectivement.

Les hypothèses relatives à la structure et à la croissance de l'activité économique revêtent une importance particulière pour les projections de la demande énergétique dans la mesure où celle-ci est dérivée de la production et de l'utilisation de biens et services. À son tour, la mise en valeur énergétique influence la croissance économique régionale. Pour définir les caractéristiques structurelles de l'économie, il faut tenir compte de l'évolution de la démographie et des styles de vie, de la production combinée de biens et services ainsi que de la nature des biens produits et des changements intervenus dans les techniques de production. Ces facteurs structurels influencent l'intensité énergétique (utilisation énergétique par unité de production) ainsi que la part occupée par les différentes formes d'énergie dans l'utilisation énergétique totale (par exemple, la part relative des combustibles fossiles et de l'électricité dans l'industrie lourde). Nous discutons à la section 2.4 des hypothèses que nous avons adoptées au sujet de la croissance économique et de sa répartition selon les activités et les régions.

2.1 Prix mondiaux du pétrole - Perspective

L'évolution des prix mondiaux du pétrole sera déterminée par un certain nombre de facteurs, notamment :

- évolution de la demande mondiale de pétrole;
- prix et disponibilité de combustibles de remplacement (facteurs qui influencent la demande de pétrole);
- évolution de l'offre mondiale de pétrole, concentration géographique et coût marginal de l'offre; et
- mesure dans laquelle l'offre internationale de pétrole pourra être coordonnée pour contrôler les volumes produits et par conséquent les prix sur les marchés mondiaux.

Tous ces facteurs essentiels sont inter-reliés. On peut considérer que chacun d'entre eux se trouve au sommet d'une pyramide et que cette pyramide est constituée d'un certain nombre d'éléments déterminants. Parmi ces éléments qui influencent la demande de pétrole, il faut citer en particulier le changement technologique, la croissance du revenu et de la production, les prix courants du pétrole et les comportements des consommateurs. Quant aux quantités produites et à l'emplacement des additions aux réserves, elles dépendent des prix courants et projetés du pétrole ainsi que des ressources d'autofinancement de l'industrie; enfin, les coûts marginaux des approvisionnements obéissent à des facteurs économiques, techniques et géologiques. Les circonstances politiques viennent s'ajouter aux facteurs que nous venons d'évoquer pour infléchir l'efficacité potentielle de la coordination au niveau du marché international.

Il semble que les événements récents aient fondamentalement modifié les perceptions que l'on avait de la gamme possible de comportements des prix du pétrole. L'effondrement des prix de 1986 est l'aboutissement d'une conjoncture où il était de plus en plus difficile pour les pays de l'OPEP d'influencer l'offre et les prix du pétrole depuis la flambée des prix pétroliers de 1980 - 1981.

Le tableau 2-1 résume brièvement ce qui s'est passé. Les prix nominaux du pétrole sont passés de 21 $ US le baril en 1979 à 34 $ US le baril ou plus, en 1980 et 1981. Exprimé en dollars de 1985 (afin de comparer sa valeur réelle sur le marché américain), le prix de 1980 équivaut à 44 $ US le baril; dès 1985, le prix du baril de pétrole était déjà retombé aux environs de 28 $ US, soit une baisse réelle de 36 pour cent. Cela s'explique essentiellement par le fait que la capacité mondiale de production de pétrole a excédé la demande.

Tableau 2-1

Offre, demande et prix du pétrole en 1979 et 1985 [a]

	1979	1985
	(Millions de barils par jour)	
Production mondiale	63	53
Demande des pays de l'OCDE	42	34
Offre des pays de l'OPEP	31	16
Offre des pays arabes de l'OPEP	21	9
Offre des pays non-arabes de l'OPEP	10	7
Offre des pays autres que ceux de l'OPEP et PEP[b]	18	23
Offre des pays à économie planifiée (PEP)	14	14
	(Pourcentage)	
Demande des pays de l'OCDE relative à l'offre des pays autres que PEP	86	88
Part de marché de l'OPEP [c]	49	30
Pays arabes de l'OPEP [c]	34	17
Pays non-arabes de l'OPEP[c]	16	13
Part de marché des pays autres que ceux de l'OPEP [c]	28	42
Demande des PEP relative à l'offre des PEP	89	89
	1980	1985
	(Dollars)	
Prix du pétrole $US nominal [d]	34	28
Prix du pétrole $US 1985 [e]	44	28

Nota: Les chiffres de ce tableau ont été arrondis.
[a] Les données d'offre et de demande excluent les LGN.
[b] Les PEP incluent la Chine, l'Europe de l'est et l'URSS.
[c] "Part de marché" signifie l'offre du groupe relative à la production mondiale.
[d] Coût d'acquisition approximatif moyen des raffineries.
[e] La valeur de 1980 a été redressé à l'aide du déflateur de la PNB US.

Entre 1979 et 1985, la production mondiale de pétrole a diminué de 10 millions de barils par jour surtout en raison d'une réduction de la demande des pays de l'OCDE. (Dans les pays de l'OCDE, l'utilisation de pétrole par unité du produit national brut a diminué d'environ 30 pour cent entre 1973 et 1985.) Pendant que la demande diminuait, les pays producteurs non membres de l'OPEP à économie non centralisée ont accru leur part de la production mondiale de 28 pour cent en 1979 à 42 pour cent en 1985; pour répondre à la hausse des prix des années 1970, ces pays ont développé une capacité de production opérationnelle aux prix courants du pétrole. Résultat, la production des pays de l'OPEP est tombée de 31 millions de barils par jour en 1979 à 16 millions de barils par jour en 1985, ce qui représente une réduction de leur part de la production mondiale de 49 pour cent en 1979 à 30 pour cent en 1985.

C'est surtout le groupe des pays arabes de l'OPEP (et en particulier l'Arabie Saoudite) qui ont subi le contre-coup d'une telle perte du marché. Alors que la part du marché mondial détenue par les pays arabes de l'OPEP a diminué de 17 points de pourcentage entre 1979 et 1985, celle des pays non arabes n'a fléchi que de 3 points de pourcentage.

Compte tenu de la baisse de la demande, de l'excédent de l'offre et de la rivalité de nombreux producteurs face à un marché de plus en plus resserré, les prix devaient baisser. Ils ont baissé en effet mais moins que ce qu'on aurait pu attendre, l'A-

rabie Saoudite ayant décidé de freiner sa production. En retirant son pétrole du marché, l'Arabie Saoudite souhaitait modérer les mécanismes d'ajustement des prix mais elle n'a pas réussi à encourager les autres producteurs à l'imiter. Fin 1985, la production saoudienne était tombée aux environs de 2,5 millions de barils par jour (alors que son quota OPEP était de 4,5 millions de barils par jour et sa capacité de production de 10 millions de barils par jour). L'Arabie Saoudite a par la suite décidé qu'elle ne pouvait plus se permettre de faire cavalier seul, et subventionner à ses propres frais un prix mondial du pétrole élevé. Elle a donc augmenté sa production et, début 1986, les prix du pétrole ont chuté de façon marquée pour atteindre 10 à 16 $ US le baril.

En raison de la chute des prix et de la réduction des volumes produits, il est devenu très difficile pour les pays de l'OPEP de gérer l'offre pétrolière, et ce pour plusieurs raisons.

- Le haut niveau des prix ayant suscité dans de nombreux pays des investissements majeurs aux titres de l'exploration et de la mise en valeur, la production des pays non membres de l'OPEP a augmenté. Une fois mises en valeur, le coût marginal de production de la plupart de ces nouvelles réserves se révèle bien inférieur aux prix récents du pétrole. Les nouveaux producteurs ont intérêt à soutenir leur production de façon à récupérer leurs investissements, à réduire leur dépendance vis-à-vis des approvisionnements extérieurs et, dans certains cas, des programmes de remplacement des importations pétrolières et de commercialisation des exportations leur permettent d'obtenir les devises étrangères dont ils ont grand besoin.

- Les intérêts des producteurs non arabes du groupe de l'OPEP, en matière de production sont comparables à ceux des producteurs non membres de l'OPEP.

- Au sein du groupe arabe de l'OPEP, il semble qu'il existe des divergences de perspectives sur la stratégie à adopter en matière d'offre et de prix selon l'importance des réserves et la capacité annuelle de production des pays respectifs. Ceux qui ont des réserves ou une capacité de production moins importantes et de gros besoins de revenus ont un intérêt immédiat à maximiser les prix et à maintenir leur production. Une légère variation de leur production individuelle ne saurait avoir d'effet majeur sur les prix mondiaux du pétrole. Quant à ceux qui disposent de réserves beaucoup plus importantes, d'une capacité de production élevée et de besoins de revenus moindres, ils ont à court terme beaucoup plus de souplesse pour absorber les fluctuations de prix et de volumes et ils ont donc intérêt à maximiser leur part du marché à *plus long terme* ainsi que leurs revenus par unité. Pour eux, une stratégie consiste à accroître la production pour faire disparaître du marché les volumes à coût élevé, provoquant par là la chute des prix mondiaux du pétrole.

On est loin de savoir comment ces intérêts divergents seront conciliés pour aboutir à une sorte d'entente entre les producteurs sur la stratégie à adopter en matière d'offre et de prix.

Les conditions du marché depuis quelques années ainsi que les difficultés qui semblent entraver une gestion cohérente de l'offre portent à croire que la fourchette plausible des prix du pétrole sera inférieure à celle que la plupart des observateurs envisageaient au début des années 1980.

Comme nous l'avons expliqué au chapitre 1, compte tenu des incertitudes entourant les différents facteurs qui influencent les prix mondiaux du pétrole, il convient d'élaborer deux scénarios de prix, le premier se fondant sur une combinaison de facteurs tendant vers des prix bas, et le deuxième sur une combinaison de facteurs tendant vers des prix élevés.

Notre scénario de prix bas envisage les hypothèses suivantes.

- L'excédent de l'offre et la stagnation de la demande en 1986 incitent dans le meilleur des cas les pays de l'OPEP à conclure un accord fragile sur les quotas d'exportation de chaque membre; les prix restent donc relativement bas pour le reste de l'année, soit un prix moyen en 1986 d'environ 14 $ US le baril.

- Les principaux pays consommateurs connaissent une croissance économique réelle modérée pendant la période visée, mais cela n'entraîne pas une reprise vigoureuse de la demande de pétrole; malgré la baisse des prix et l'augmentation des revenus, les consommateurs redoutent une nouvelle flambée des prix et hésitent à trop accroître leur dépendance vis-à-vis du pétrole.

- Même à 18 $ US (1986) le baril environ, il est encore justifié sur le plan économique de mettre en oeuvre des mesures supplémentaires d'économie de l'énergie, ce qui a pour effet à la fois de comprimer la croissance de la demande de pétrole et la possibilité d'augmentations de prix sou-

tenables au-delà de 18 $ US (1986) le baril environ.

- Si la croissance de la demande reste modérée, les pays producteurs non membres de l'OPEP continueront à satisfaire plus de la moitié de la demande internationale. Nous présumons, dans ce scénario, que l'offre des pays non membres de l'OPEP en matière de pétrole, de gaz ou d'autres ressources énergétiques sera suffisante pour répondre aux besoins à long terme, à des prix équivalent pétrole inférieurs ou égaux à 18 $ US (1986) le baril.
- Face à une demande relativement stable, à des prix fragiles et à des sources d'énergie de remplacement compétitives, les pays de l'OPEP ne peuvent pas exercer beaucoup de pouvoir sur l'offre. Les forces du marché freinent la hausse des prix. Si les producteurs essaient d'accroître leurs ressources d'autofinancement en augmentant leur production au-delà de la part du marché qu'ils détiennent au prix en vigueur, cela provoquera la baisse des prix. Dans ces circonstances, il n'est pas facile pour les pays de l'OPEP d'équilibrer de façon appropriée leur quota de production.

Le scénario de prix élevé envisage les hypothèses suivantes.

- Les prix bas du pétrole à court terme stimulent la croissance économique des principaux pays consommateurs. La hausse des revenus entraîne une reprise plus vigoureuse de la demande de pétrole que dans le scénario de prix bas. La hausse des prix s'accompagne d'un ralentissement de la croissance économique amorcée quand les prix étaient plus bas, mais celle-ci entraîne cependant une demande de pétrole relativement forte.
- Les ressources des pays non membres de l'OPEP en matière de pétrole, de gaz et d'énergie de remplacement sont plus coûteuses et moins abondantes que nous ne l'avions présumé dans le scénario de prix bas. En outre, elles diminuent plus rapidement que dans le scénario de prix bas en raison du pessimisme des investisseurs et des problèmes de financement causés par la baisse des prix vers le milieu et la fin des années 1980.
- Les prix du gaz naturel américain augmentent au fur et à mesure que l'excédent de la capacité de livraison de gaz des États-Unis se résorbe et que de nouvelles réserves deviennent disponibles, mais à un coût marginal croissant.
- L'augmentation de la demande, la réduction de l'offre des pays producteurs non membres de l'OPEP vers la fin des années 1980 et le début des années

Tableau 2-2

Prévision du prix mondial du pétrole

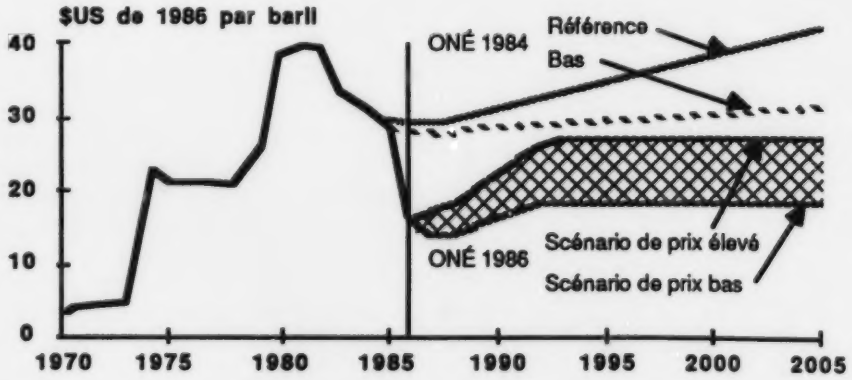
West Texas Intermediate brut à Chicago

	Scénario de prix bas	Scénario de prix élevé
	($US 1986 par baril)	
1986	14	16
1987	14	17
1990	16	22
1995	18	27
2005	18	27
	(Moyenne des taux annuels de croissance - pourcentage)	
1986-87	0	6,3
1987-90	4,6	9,0
1990-95	2,4	4,2
1995-2005	0	0

Nota: Les chiffres de ce tableau ont été arrondis.
Source: Tableau A2-1 en annexe.

Figure 2-1

Prix mondiaux du pétrole



1990, et l'accroissement du coût de l'énergie de remplacement permettent aux pays de l'OPEP de s'approprier une part accrue du marché mondial du pétrole et leur donne une plus grande marge de manoeuvre pour coordonner les marchés et influencer les prix.

Nous avons choisi 27 $ US (1986) le baril comme prix maximal dans le scénario de prix élevé car c'est, dans une grande mesure, autour de ce prix là, soit environ 4,70 $ le gigajoule, que d'autres sources d'énergie que celles de l'OPEP devraient être disponibles, réduisant la capacité de l'OPEP de *soutenir* des niveaux de prix supérieurs.

Nos projections des prix mondiaux du pétrole pour les deux scénarios de prix figurent au tableau 2-2.

La figure 2-1 compare ce scénario de prix aux niveaux antérieurs des prix et aux projections du Rapport de septembre 1984. La figure 2-2 présente d'autres scénarios de prix récents élaborés par d'importants prévisionnistes gouvernementaux et indépendants. Presque toutes ces projections sont contenues dans la même fourchette de prix.

Dans le présent rapport, le prix du pétrole brut canadien se fonde sur les projections des prix mondiaux du pétrole figurant au tableau 2-2. La valeur intérieure du pétrole brut à Edmonton est égale au prix du pétrole brut West Texas Intermediate à Chicago, moins la taxe d'importation américaine et les coûts de transport entre Edmonton et Chicago. Pour dériver les prix du produit canadien, nous avons ajouté à la valeur du pétrole brut à Edmonton la somme des coûts de transport du pétrole brut d'Edmonton jusqu'aux raffineries, les coûts de raffinage en vigueur et les taxes intérieures en vigueur.[1] La figure 2-3 représente un exemple des prix de détail de certains produits pétroliers.

Figure 2-2
Comparaison des prévisions - prix mondiaux du pétrole

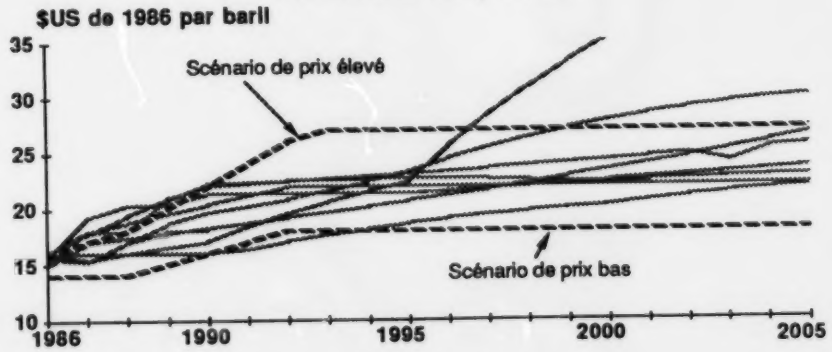
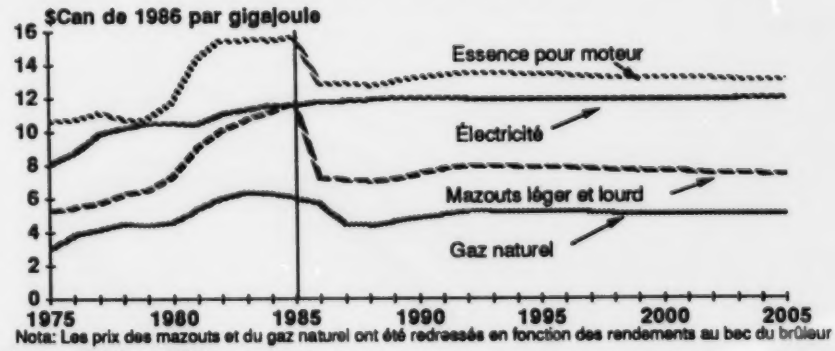


Figure 2-3
Prix énergétiques moyens au détail, Canada Scénario de prix bas



Nota: Les prix des mazouts et du gaz naturel ont été redressés en fonction des rendements au bec du brûleur.

Source: Tableau A3-8 en annexe

2.2 Prix du gaz naturel

Au chapitre 1, nous signalons que le Canada et les États-Unis sont en train de mettre en oeuvre des politiques de déréglementation des prix du gaz naturel. Ces politiques visent également à stimuler la concurrence des producteurs sur le marché en facilitant leur accès direct aux services de pipelines. Il faut donc définir un cadre à l'intérieur duquel on peut déterminer les conditions de formation des prix futurs du gaz sur un marché concurrentiel. Nous mentionnons également qu'il faut raisonnablement s'attendre à ce que les prix du gaz naturel américain et ceux du pétrole soient concurrentiels.

1. Tout le pétrole brut de la région atlantique est importé. Le prix du pétrole brut de la région atlantique est donc basé sur le coût moyen des importations de pétrole brut. Les prix du produit sont dérivés à partir de la somme des coûts de raffinage et des taxes locales.

Le cadre que nous avons adopté découle de deux propositions:

Premièrement, les prix du gaz canadien et américain devraient être très similaires, en dehors des différences de coûts de transport. Nous présumons que la politique énergétique de ces deux pays a pour objectif de susciter des marchés et des prix souples et compétitifs. Il existe des liens puissants entre les marchés canadien et américain du gaz. Le Canada exporte plus de 30 pour cent de sa production de gaz aux États-Unis et les États-Unis permettent des exportations de gaz vers le Canada. La réglementation canadienne exige que les Américains ne paient pas le gaz canadien moins cher que les Canadiens. Des compagnies américaines et canadiennes sont en concurrence pour fabriquer des produits pétrochimiques similaires pour lesquels le coût de la charge d'alimentation en gaz représente une part élevée du coût du produit. Pour toutes ces raisons, nous estimons qu'il est raisonnable de présumer que le marché américain déterminera les prix du gaz et que les prix du gaz américain se répercuteront rapidement au Canada à cause des pressions combinées exercées par la concurrence et la réglementation. Par exemple, si les prix du gaz canadien venaient à dépasser ceux du gaz américain, les compagnies canadiennes de gaz et de pétrochimie risqueraient de perdre leurs marchés, sachant, en outre, qu'on ne peut pas exporter de gaz à des prix inférieurs à ceux que les Canadiens paient pour obtenir un service comparable. Tous ces facteurs devraient tendre à la parité des prix de gros du gaz américain et canadien.

Par conséquent, c'est le profil des prix du gaz naturel aux États-Unis qui permettra de déterminer l'évolution dans le temps des prix du gaz au Canada.

Notre deuxième proposition quant au cadre qui permettra de déterminer la formation du prix du gaz naturel, c'est que les prix du gaz naturel aux États-Unis suivront essentiellement le prix du mazout lourd.

Cette proposition découle à son tour d'une évaluation relative à l'évolution de la concurrence sur le marché de l'énergie. L'évolution de la concurrence peut se faire de différentes façons et les prix du gaz naturel en dépendront. Il s'agit de savoir :

- si les prix de gros du gaz naturel liés au produit seront différents selon les catégories de consommateurs (il s'agit de différences de prix autres que celles qui sont justifiées par des différences au titre des coûts de transport causés par des différences de distances à partir de la source d'approvisionnement ou des différences d'utilisation de la capacité des pipelines); et,
- si les prix du gaz naturel suivront vraisemblablement les prix du pétrole pendant la période visée par notre étude.

La raison pour laquelle on peut envisager des tarifs de gaz différents selon les catégories de consommateurs c'est que, par comparaison aux grands consommateurs de l'industrie et des services publics, les consommateurs du secteur résidentiel et les petits consommateurs des secteurs commercial et industriel ("le marché de base") n'ont accès qu'à des sources d'énergie de remplacement plus coûteuses et ont moins de souplesse pour passer d'une source d'énergie à l'autre. Pour le marché de base, le gaz naturel peut généralement être remplacé par le mazout léger ou l'électricité, deux options plus coûteuses que le mazout lourd. Pour les gros consommateurs de l'industrie et des services publics, le mazout lourd représente la principale option de remplacement du gaz naturel sachant qu'ils se sont pour la plupart dotés d'équipements leur permettant de passer rapidement du gaz naturel au mazout lourd, et vice versa, selon les prix les plus avantageux. De façon générale, le marché de base n'est pas équipé pour passer rapidement d'un combustible à un autre, soit le gaz, le pétrole et l'électricité.

Étant donné que la valeur du gaz est plus élevée pour le marché de base que pour le marché des gros consommateurs de l'industrie et des services publics, les fournisseurs pourraient être tentés de différencier le prix du gaz selon la segmentation du marché en imposant un prix plus élevé au premier et moins élevé au deuxième. Reste à savoir si cela est possible en pratique. La réponse serait non, si la concurrence est suffisamment forte entre les fournisseurs (producteurs, compagnies de pipelines et réseaux de distribution) ou, en l'absence d'une concurrence suffisante, si une réglementation sélective intervient pour empêcher les fournisseurs ayant une position de quasi monopole de pratiquer la différenciation de prix. La différenciation de prix est plus susceptible d'intervenir lorsque les services publics locaux de distribution ne sont pas incités à réduire le coût des achats de gaz, lorsqu'ils n'ont pas beaucoup de marge de manoeuvre pour modifier les ententes qu'ils ont conclues avec les compagnies de pipelines et enfin lorsque le risque de voir les clients chercher à obtenir directement du gaz auprès d'autres fournisseurs est minime. Dans les circons-

tances opposées à celles que nous venons de décrire, la différenciation de prix est moins susceptible d'intervenir.

Dans un scénario de "différenciation de prix", le marché de base paierait le gaz à un prix comparable à celui du mazout léger, tandis que le marché des gros consommateurs de l'industrie et des services publics paierait un prix comparable à celui du mazout lourd.

Dans un scénario de "non différenciation", tous les consommateurs y compris les compagnies de distribution qui desservent le marché de base paieraient le gaz à un prix directement en rapport avec le coût du mazout lourd. Les producteurs de gaz rivalisent avec les compagnies de pipelines pour s'approprier le marché des gros consommateurs de l'industrie et des services publics en livrant le gaz à des prix au bec du brûleur compétitifs par rapport au prix du mazout lourd. (En fait, ce genre de concurrence au niveau des prix s'exerce déjà aux États-Unis pour de gros volumes de gaz.)

Étant donné qu'il est encore très tôt depuis que de nouveaux arrangements en matière de réglementation ont été adoptés aux États-Unis et au Canada, il est difficile de prévoir lequel de ces deux scénarios se réalisera. À court terme, il est probable que les prix réfléteront une combinaison de ces deux possibilités. Étant donné que le marché du gaz est beaucoup plus vaste aux États-Unis qu'au Canada et que la concurrence y est plus grande entre les producteurs et les compagnies de pipelines, on peut concevoir que les États-Unis s'orientent davantage que le Canada vers un scénario de "non différenciation". Cependant, il est probable que les deux pays doivent recourir à la réglementation pour imposer la "non différenciation".

Aux fins de ce rapport, nous avons choisi de retenir le scénario de "non différenciation" comme hypothèse de travail, dans la mesure où les politiques gouvernementales des États-Unis et du Canada ont pour objectif de susciter des marchés du gaz concurrentiels, et où la concurrence a pour résultat d'uniformiser les prix d'un même produit pour tous les consommateurs dans un endroit donné. Nous reconnaissons que ce scénario se fonde sur une simplification ou une approximation de la réalité et que les prix moyens qu'il nous donne sont inférieurs à ceux du scénario de "différenciation".

Implication importante de ce scénario, si le coût de production du gaz naturel venait à dépasser le prix du mazout lourd, cela entraînerait une diminution des approvisionnements en gaz et une hausse des prix.

Les consommateurs de l'industrie réagiraient en passant au mazout lourd. La demande de gaz naturel se mettrait à diminuer en même temps que l'offre et l'équilibre de l'offre et de la demande serait ainsi maintenu. Viendra un moment où les consommateurs de l'industrie auront épuisé leur capacité de passer d'une source d'énergie à l'autre. Le marché pourra réagir de plusieurs façons. Par exemple, les prix du gaz naturel pourraient augmenter par rapport aux prix du pétrole, provoquant une augmentation de l'offre américaine ou canadienne et un ralentissement de la demande intérieure, jusqu'à ce que l'offre et la demande aient retrouvé leur point d'équilibre.

On peut également concevoir que le rétrécissement majeur du marché du gaz américain entraîne à terme une augmentation suffisamment importante de la demande américaine de pétrole importé pour provoquer une hausse du prix mondial du pétrole. Du même coup, il serait plus facile de relever proportionnellement le prix du gaz, et donc de comprimer la demande et d'accroître l'offre de ressources américaines, canadiennes ou importées.

Nous avons choisi l'hypothèse de la parité des prix du gaz naturel et du mazout lourd pendant la période d'étude. Cependant, de nombreux analystes des marchés du gaz américain estiment que l'offre de gaz intérieure des États-Unis va diminuer par rapport à la demande au cours des dix prochaines années; il est donc tout à fait possible que les prix du gaz américain augmentent plus rapidement que les prix mondiaux du pétrole. Dans ce cas, les projections des prix du gaz naturel que nous utilisons dans le présent rapport risquent de sous-estimer, et de très loin peut-être, les niveaux des prix futurs. Par le fait même, elles risquent de sous-estimer sensiblement l'offre et les possibilités futures d'exportation de gaz canadien.

En supposant un scénario de "non différenciation" et en supposant que les prix du gaz américain n'augmenteront pas plus vite que le prix du mazout lourd, on peut s'attendre à ce que le prix de gros du gaz naturel au Canada soit comparable à celui du mazout lourd sur le marché international. Au niveau de la vente au détail, les variations des prix du gaz reflèteront uniquement les différences au titre des coûts de transport et de distribution.

À partir de l'approche que nous avons adoptée pour la détermination du prix du gaz naturel, nous avons établi les prix du gaz canadien de la façon suivante:

- Si on les mesure par rapport à leur équivalent-chaleur et si on suppose l'existence d'une concurrence efficace sur le marché international sans différenciation de prix au plan intérieur, les prix du mazout lourd et du gaz naturel canadien et américain seront tous similaires, compte tenu des différences de qualité et de coûts de transport.
- Nous présumons qu'à moyen terme, le prix moyen du mazout lourd s'établira à environ 90 pour cent du prix du brut West Texas Intermediate. (Par le passé, le prix du mazout lourd a oscillé entre 75 pour cent et 100 pour cent de celui du pétrole brut, en fonction des conditions de l'offre et de la demande.) Cette hypothèse de 90 pour cent se fonde sur la croyance que l'offre et la demande de mazout lourd ne devrait pas enregistrer de déséquilibre soutenu compte tenu de l'actuelle flexibilité des raffineries.
- Le prix du gaz et celui du mazout lourd exprimés en équivalent-chaleur au bec du brûleur seront à parité pour les consommateurs industriels.
- Les prix du gaz facturés aux consommateurs des secteurs résidentiel et commercial sont obtenus en soustrayant les frais de distribution industrielle du prix de vente au détail industriel et en ajoutant les frais de distribution appropriés. (Les frais de distribution sont plus élevés pour les consommateurs des secteurs commercial et résidentiel que pour les consommateurs de l'industrie en raison de facteurs de charge inférieurs et de coûts de livraison et d'administration supérieurs.)

Nous avons effectué ces calculs pour les deux scénarios de prix du pétrole. Des exemples des prix du gaz naturel que nous avons obtenus pour l'Ontario et pour la frontière de l'Alberta figurent au tableau 2-3. Bien qu'à partir du 1er novembre 1986, le "prix à la frontière albertaine" (c'est-à-dire le prix de gros au point de livraison moins les coûts de transport jusqu'en Alberta) ne signifie plus rien en regard de la réglementation, la frontière albertaine reste un point de référence utile pour l'étude des coûts du transport et du gaz selon les régions.

Le rapport entre les prix à la frontière albertaine et les prix de gros en Ontario n'est pas uniforme dans le temps, dans la mesure où les coûts de transport sont présumés demeurer constants en chiffres réels pendant toute la période visée par l'étude, tandis que le prix du gaz augmente en chiffres réels entre 1987 et 1992 ou 1993, date au-delà de laquelle il reste constant.

Nous tenons à souligner que nos projections du prix du gaz naturel se fondent sur les hypothèses suivantes:

- dans les deux scénarios de prix du pétrole, l'offre américaine de gaz naturel et la capacité des consommateurs d'utiliser d'autres formes d'énergie suffiront à empêcher que les prix du gaz ne dépassent les prix du mazout lourd; et
- aux États-Unis comme au Canada, les prix sont déterminés sans qu'il y ait de différenciation entre les consommateurs, autre que les différences de coûts de transport et de distribution justifiées par les différences d'exigences de service.

Compte tenu de ces hypothèses, nos prix du gaz naturel se situent à un niveau inférieur de 30 pour cent en Ontario et de 50 pour cent en Alberta à ce qu'ils auraient pu être, si nous avions présumé une différenciation de prix selon les différentes catégories de consommateurs canadiens.

Tableau 2-3

Prévisions du prix de gros du gaz naturel en Ontario et du prix du gaz naturel à la frontière de l'Alberta

	Scénario de prix bas	Scénario de prix élevé
	($C 1986 par gigajoule)	
Prix de gros moyen en Ontario		
1986	3,52	3,60
1987	2,43	3,02
1995	3,10	4,67
2005	3,10	4,67
Prix à la frontière de l'Alberta		
1986	2,58	2,65
1987	1,38	1,98
1995	2,06	3,63
2005	2,06	3,63

2.3 Prix de l'électricité

Plus de 70 pour cent de la capacité de production électrique du Canada est de nature hydroélectrique et nucléaire, dont les coûts d'immobilisation sont élevés et les coûts d'exploitation très bas. Par conséquent, les coûts des immobilisations (intérêts et amortissement) représentent une part importante des prix de l'électricité au Canada, et le prix de gros de l'électricité est déterminé pour une bonne part par les rapports qui existent entre le coût des intérêts et de l'amortissement d'une part et le

volume d'énergie produite d'autre part. Plus ces coûts seront élevés par rapport au volume produit, plus le prix du kilowatt-heure sera élevé. Parmi les exemples de situations susceptibles d'entraîner des prix relativement élevés, citons l'existence d'une capacité excédentaire par rapport au marché et aux besoins en réserves ou encore d'importantes additions à la capacité de production, sachant qu'au cours des premières années de production la croissance de la capacité dépassera la croissance des ventes. Au fur et à mesure que l'excédent de capacité sera résorbé par l'accroissement des ventes, le coût de l'unité diminuera, toutes choses égales, par ailleurs.

Pour le moment, la plupart des réseaux d'électricité canadiens ont une capacité de production excédentaire et les programmes de construction destinés à répondre aux besoins intérieurs ont été ralentis. Étant donné que les ventes augmentent, il est probable que le coût des immobilisations par kilowatt-heure d'électricité diminuera légèrement au cours des prochaines années. Plus tard dans la période visée, la plupart des réseaux d'électricité devront se doter de nouvelles centrales électriques. Sur l'ensemble de la période, la valeur comptable réelle des centrales existantes sera érodée par l'inflation et l'amortissement, mais de nouvelles centrales entreront progressivement en service, à un coût réel du kilowatt souvent supérieur. Toutes choses égales, par ailleurs, cela peut se traduire par la baisse à court terme et la hausse à plus long terme des prix réels. Cependant, on sait que les services publics d'électricité ont toujours adapté graduellement leurs tarifs aux changements de circonstances. Compte tenu de ces facteurs, le secteur des services publics d'électricité s'attend, dans son ensemble, à ce que les prix de l'électricité demeurent globalement stables, en chiffres réels, pendant la période visée par notre étude. À notre avis, cela se justifie.

2.4 Déterminants macro-économiques et structurels de l'utilisation d'énergie au Canada

S'il existe une demande de ressources énergétiques, ce n'est pas parce que ces ressources sont désirables en elles-mêmes, mais plutôt parce qu'elles offrent la chaleur, la lumière et la puissance motrice nécessaire à la production et à la consommation de biens et services. Les ressources énergétiques interviennent également comme charges d'alimentation dans la production de produits pétrochimiques comme les plastiques, les tissus synthétiques et un grand nombre de produits chimiques à usages agricole et industriel. Étant donné que la croissance économique ainsi que la structure de la production et de la consommation déterminent les quantités de biens et services à produire et à consommer, il s'ensuit qu'elles ont une influence importante sur les quantités de ressources énergétiques requises. Si nous voulons estimer la demande d'énergie du Canada au cours des vingt prochaines années, nous devons par conséquent estimer en premier lieu quels seront la croissance économique du Canada et le changement structurel susceptibles d'intervenir. Nous pourrons ensuite évaluer leur impact sur la demande d'équipements utilisateurs d'énergie et les quantités correspondantes de ressources énergétiques requises.

Dans cette section, nous identifions les aspects les plus importants de la croissance économique et du changement structurel qui déterminent la demande d'énergie, et nous expliquons comment ils peuvent évoluer au cours de la période visée par notre étude. Nous faisons ressortir certains aspects essentiels de la performance économique du Canada au cours des quinze dernières années; nous présentons ensuite notre point de vue sur la croissance de la production potentielle,[1] nous discutons des facteurs qui sous-tendent nos projections nationales et régionales de croissance économique pour chacun des deux scénarios de prix élevé et de prix bas du pétrole, et nous faisons état de nos prévisions en matière de croissance.

Entre 1970 et 1985, la production réelle du Canada[2] a augmenté en moyenne de 3,9 pour cent par an. Cette moyenne masque la variation significative des taux de croissance intervenue pendant cette période. Entre 1970 et 1974, la croissance économique moyenne a été de 6 pour cent par an et entre 1974 et 1980, elle a ralenti à 2,8 pour cent par an. En raison de la récession de 1982, la production réelle de 1982 a été inférieure à celle de 1980, mais entre 1982 et 1985 la croissance moyenne a été de 3,9 pour cent par an.

Ces variations ont été fortement influencées par la conjoncture écono-

1. La production potentielle mesure la capacité de production que l'économie pourrait soutenir au moyen des ressources de productions disponibles.

2. Toutes les analyses sont basées sur des mesures exprimées en dollars de 1971. Dans cette section comme au chapitre 3, les données relatives à 1985 ne sont que des prévisions, les valeurs de 1985 n'étant pas disponibles quand nous avons terminé notre étude.

mique internationale et par des événements indépendants pour une bonne part de la volonté du Canada. La croissance de la plupart des pays industrialisés s'est considérablement ralentie entre 1974 et 1980, période où les hausses des prix du pétrole ont été les plus marquées, mais la flambée des prix pétroliers n'est pas le seul facteur qui ait influé sur leur performance économique. La récession de 1982 a touché de nombreux pays, et le Canada plus que d'autres. De la même façon, la relance amorcée au Canada depuis 1982 est étroitement liée à la relance de l'économie internationale, et en particulier à celle des États-Unis.

Les perspectives économiques du Canada sont indissociables de celles de ses principaux partenaires commerciaux, dans la mesure où la part du commerce international du Canada dans le produit national brut (PNB) est importante (en 1985, les valeurs des exportations et des importations de biens et services représentaient chacunes 32 pour cent environ du PNB exprimé en dollars courants) et où les mouvements de capitaux à destination et en provenance du Canada ne sont pas limités.

La production et le commerce énergétiques sont également importants pour la performance économique du Canada. Entre 1971 et 1985, la production énergétique représentait 5 à 10 pour cent de la production exprimée en dollars courants. Entre 1974 et 1985, les exportations d'énergie représentaient en moyenne environ 13 pour cent à 16 pour cent de l'ensemble des exportations de marchandises. Pendant la même période, les importations d'énergie ont oscillé entre 6 et 12 pour cent environ de l'ensemble des importations de marchandises, ces variations étant essentiellement dues aux fluctuations de la valeur des importations pétrolières.

Potentiel de croissance

Le potentiel de croissance de l'économie canadienne dépend essentiellement du taux de croissance de la population active et de la productivité. La croissance de l'économie n'atteindra pas nécessairement son niveau potentiel en raison d'un certain nombre de facteurs qui influencent le degré d'utilisation réelle de la capacité de production existante.

Il est difficile d'estimer le potentiel de croissance future de l'économie; beaucoup d'incertitudes entourent la croissance future de la population active et de la productivité.

Le taux de croissance de la population active dépend essentiellement du taux de croissance démographique et du degré de participation à la population active de la population en âge de travailler. Entre 1964 et 1974, le taux de croissance démographique moyen a été d'environ 1,5 pour cent par an. Entre 1980 et 1985, il a été de 1,1 pour cent par an. Entre 1980 et 1985, l'immigration nette s'est située entre 40 000 et 100 000 personnes par an.

Dans nos projections, nous supposons que la croissance de la population va se poursuivre à un rythme décroissant au cours de la période de projection. Ceci rend compte de l'idée que le taux total de fécondité va demeurer sensiblement en-dessous du niveau de remplacement de 2,1 enfants par femme en âge de procréer et que l'immigration nette va demeurer entre 75 000 et 95 000 personnes par an pendant la période de projection. Pour cette raison, la population du Canada en 2005 va, selon les projections, atteindre environ 30 millions de personnes, soit une augmentation de 5 millions par rapport à son niveau actuel.

Entre 1970 et 1985, le pourcentage de la population active civile de la population totale est passé d'environ 40 à 50 pour cent. Deux forces motrices à la base de la forte croissance de la population active au cours des dernières années ont été l'arrivée sur le marché du travail des enfants du boom de l'après-guerre et l'augmentation spectaculaire du nombre de femmes cherchant un emploi à l'extérieur du ménage. La plupart des analyses des taux d'activité prévoient l'augmentation continue de l'activité des femmes sur le marché du travail, bien qu'à un rythme inférieur à celui des années récentes. Ceci, combiné à des augmentations modestes des taux d'activité masculins, signifie que, dans l'avenir, il est probable que le taux d'activité global augmente de façon plus modérée que par le passé.

Le ralentissement de l'augmentation de la population et les progressions modérées du taux d'activité total vont se traduire par un taux moyen de croissance de la population active légèrement inférieur à 2 pour cent par an entre 1985 et 1990, et à 1,2 pour cent par an entre 1990 et 2005.

Dans n'importe quel pays, les gains de productivité constituent les principales sources de l'augmentation à long terme des revenus réels et des niveaux de vie. En gros, on peut dire que la productivité est un coefficient de la production totale par rapport aux intrants. C'est une mesure sommaire de notre capacité économique de transformer des ressources de toutes sortes en production de biens et services.

La réalisation de gains de productivité dépend de nombreux facteurs,

parmi lesquels le changement technologique, la nature de l'équipement et les compétences et facultés d'adaptation de la population active revêtent une importance critique. On comprend mal la vraie nature des rapports qui existent entre les dépenses de recherche et de développement, le changement technique et la productivité au sein de l'économie dans son ensemble. Bien que le concept de productivité soit apparemment simple, il est en fait difficile à définir et à mesurer. Il est par conséquent mal aisé d'évaluer les perspectives de croissance du taux de productivité.

Dans l'ensemble de l'économie, la production par employé a augmenté de presque 3 pour cent par an entre 1960 et 1972. Ces gains ont essentiellement été enregistrés dans les secteurs de la fabrication, des mines, des services publics et des transports, et dans une moindre mesure dans la majeure partie du secteur des services. Entre 1973 et 1982, la croissance de la productivité a été très basse, soit 0,2 pour cent par an environ.

Bien que le déclin de productivité des années 1970 ait fait l'objet d'un grand nombre d'études, les analystes ne sont guère d'accord sur ses causes et ses conséquences pour l'avenir; cependant, les déplacements au titre de l'importance relative d'industries dont les taux de production par employé(e) étaient différents, et une baisse cyclique générale de la croissance de la production, investissements compris, semblent en avoir été les facteurs primordiaux. Les causes principales du ralentissement de la productivité à long terme n'ont pu être attribuées à des facteurs précis.

Les gains récents de productivité sont marqués si on les compare aux résultats de la fin des années 1970. Entre 1983 et fin 1985, la productivité canadienne a augmenté en moyenne d'environ 2,5 pour cent par an, ce qui constitue un taux d'augmentation supérieur à celui de périodes antérieures de relance.

Il n'est cependant pas certain que la croissance récente de la productivité soit annonciatrice d'une croissance plus forte à long terme que celle que le Canada a connue entre 1973 et 1980. À l'instar de nombreux analystes, nous présumons qu'à l'avenir des gains de productivité seront plus élevés qu'au cours de la plupart des 10 dernières années, mais ils ne rattraperont pas le niveau des années 1960.

Dans nos deux projections macroéconomiques, nous nous fondons sur un taux moyen de croissance de la productivité d'environ 1 pour cent par an. Ce pourcentage est comparable aux projections d'environ 1,2, 0,8 et 1,2 pour cent par an utilisés, respectivement, par Data Resources of Canada[1], Informetrica Limited[2] et Institute for Policy Analysis, Université de Toronto[3]. Nous présumons que les résultats les plus récents ne sont pas soutenables à long terme.

Ces considérations sur la croissance de la main-d'oeuvre et de la productivité révèlent que le taux moyen de croissance de la production potentielle sera de l'ordre de 2 à 3 pour cent par an pendant la durée de la période de projection. Cela suppose un niveau de "plein emploi" du chômage sensiblement inférieur au taux actuel du chômage, soit environ 10 pour cent. Tant que le taux de chômage sera supérieur au taux de "plein emploi", la croissance de l'économie pourra dépasser les prévisions de croissance de la production potentielle.

Facteurs affectants la croissance probable

À l'heure actuelle, l'économie canadienne fonctionne à un niveau sensiblement inférieur à sa capacité potentielle de production, compte tenu de l'importance de la réserve de main-d'oeuvre en chômage.

Bien que la reprise qui a suivi la récession de 1982 ait été appréciable au Canada et encore plus forte aux États-Unis, de nombreuses incertitudes demeurent quant à savoir si l'amélioration de la conjoncture économique va se poursuivre au Canada à un rythme suffisamment rapide à moyen terme pour réduire l'écart entre la production potentielle et réelle.

La croissance réelle de l'économie canadienne pendant la période de projection sera déterminée par une série de facteurs externes et internes. Sur le plan international, les facteurs prédominants seront le taux de croissance de l'économie américaine, la compétitivité de l'économie canadienne sur les marchés internationaux, le taux de change du dollar canadien par rapport aux autres devises, les prix mondiaux du pétrole et les prix des autres produits de base. Sur le plan national, les facteurs prédominants seront les politiques fiscales et monétaires du gouvernement et la demande intérieure, la formation du capital fixe brut (c'est-à-dire les investissements des secteurs privé et public) constituant un élément très fluctuant de cette dernière.

Pour la majorité des pays industrialisés, les grandes questions de la

1. *Canadian Review*, printemps 1986.
2. *The Canadian Economy to 2005, Post-Workshop I-86*, août 1986.
3. *National Projections Through 1995*, juin 1986.

gestion économique sont le chômage, l'inflation, le déficit gouvernemental, la dette internationale et le réalignement des devises. Les politiques américaines dans ces domaines ont une pertinence immédiate pour le Canada.

Les États-Unis sont confrontés à des problèmes économiques tant sur la scène nationale qu'internationale. Le nivellement récent du taux de croissance de la demande de biens de consommation et de l'investissement par rapport aux résultats enregistrés entre 1983 et 1985 menace de provoquer la remontée du chômage. En même temps, les lois et politiques américaines ont tendance à réprimer le déficit du budget fédéral tandis que les autorités américaines s'inquiètent de l'accroissement du déficit international des comptes courants.

Les politiques américaines visent à réduire le déficit fédéral et à compenser son effet de compression de la demande en abaissant les taux d'intérêt réels, dans le but de stimuler les investissements et la demande de biens de consommation. Les États-Unis encouragent également les autres pays à stimuler leur économie et à ouvrir davantage leur marché, dans le but d'augmenter la demande d'exportations américaines. En même temps, l'administration américaine ne réussit pas toujours à résister à des pressions protectionnistes croissantes. Les principaux pays européens et le Japon hésitent à stimuler la demande par crainte des conséquences que cela pourrait avoir sur l'inflation et sur leur balance de paiements; ils attribuent essentiellement le problème commercial des États-Unis à la surévaluation du dollar américain.

Il est incontestable que la situation de la dette internationale, et en particulier celle de certains pays en voie d'industrialisation, gêne les perspectives de croissance des pays industrialisés. Par le passé, les pays en développement représentaient une part non négligeable de la demande marginale des exportations des pays développés. Or, ils ont été récemment obligés de brider leur économie afin d'assurer le service de leur dette.

Le Canada devra subir les conséquences de l'incertitude des perspectives de croissance de l'économie américaine et du commerce international. Au niveau intérieur, il est de plus en plus manifeste que la relance qui a suivi la récession de 1982 se ralentit. Bien que le taux de chômage reste proche de 10 pour cent, le déficit des gouvernements fédéral et provinciaux ainsi que l'effet inflationniste qu'une dévaluation marquée du dollar canadien par rapport au dollar américain risque d'entraîner, demeurent des sujets d'inquiétude.

Au Canada, la formation du capital fixe brut a fléchi en 1982 et 1983, n'a pas beaucoup changé en 1984 mais a augmenté en 1985. La croissance globale de la productivité de la main-d'oeuvre industrielle au Canada a été inférieure à celle de nos principaux partenaires commerciaux (bien qu'il faille interpréter très prudemment les données à l'appui des comparaisons entre pays). Compte tenu du climat d'incertitude qui plane sur la conjoncture économique internationale et des obstacles politiques qui freinent l'adoption de politiques monétaires et fiscales stimulantes, il semble prudent de présumer qu'au cours des prochaines années, la croissance économique du Canada sera modérée. Son taux de croissance réelle se rapprochera de son taux de croissance potentielle à long terme, mais pas assez rapidement pour absorber tout l'excédent à court terme de capacité de production.

Les prix de l'énergie auront également un impact sensible sur la croissance économique du Canada. Les analystes ont récemment évalué l'impact de la chute des prix mondiaux du pétrole sur l'activité économique par rapport à une perspective de prix élevés. L'impact de la chute des prix pétroliers sur l'économie intérieure et par rapport à la conjoncture extérieure a été analysé. Les autres facteurs, et notamment les politiques monétaires et fiscales, la démographie, etc., sont restés inchangés ou neutres. En général, ces analyses sont arrivées à la conclusion que la chute des prix mondiaux du pétrole entraînera la relance de la croissance économique de la plupart des pays industrialisés importateurs de pétrole, dont les États-Unis.

Étant donné que le Canada est un exportateur net de pétrole et d'énergie, l'impact d'une chute des prix pétroliers est moins évident. Au Canada, l'impact national est en fait la somme de tous les impacts ressentis au niveau régional. Pour les provinces qui dépendent fortement de la production de pétrole et de gaz, la réduction des prix pétroliers entraînera une réduction des revenus, des retards dans la mise en valeur des ressources et, de façon générale, un amoindrissement des perspectives économiques envisageables dans un scénario de prix élevé. Cependant, pour les régions du centre du Canada où le secteur manufacturier est un élément plus déterminant de la croissance, les perspectives économiques devraient s'améliorer pour deux raisons : la relance des activités aux États-Unis causera une augmenta-

tion de la demande d'importations du Canada, et la baisse des prix énergétiques causera une diminution des coûts et des prix et par conséquent une augmentation des revenus et de la demande intérieure de biens et services.

Étant donné qu'une grande partie de l'équipement nécessaire au secteur énergétique provient du centre du Canada, une réduction des activités du secteur énergétique aura un impact négatif sur les activités économiques du centre du Canada. Bien qu'on ne puisse pas définir précisément l'envergure de chacune de ces répercussions, la majorité des analystes canadiens sont d'avis que la baisse des prix de l'énergie entraînera un accroissement de l'activité économique totale du Canada dans la mesure où les gains réalisés dans le centre du Canada compenseront les pertes subies dans les régions productrices d'énergie.

Les perspectives varient considérablement selon les régions du Canada.

- Dans la région atlantique, la croissance totale de la production ne varie pas beaucoup d'un scénario de prix à l'autre, étant donné que l'abandon du projet Hibernia dans le scénario de prix bas est compensé par la relance de l'activité économique en Nouvelle-Écosse et au Nouveau-Brunswick. Ainsi, même si les perspectives provinciales de la région varient selon les deux scénarios, la croissance régionale totale reste similaire.
- On prévoit que le Québec et l'Ontario bénéficient de la baisse des prix du pétrole et du gaz. L'augmentation de la demande intérieur et de la demande d'exportation pour les biens et services produits par ces provinces entraînent une croissance plus forte dans le scénario de prix bas.
- Dans le cas des Prairies, la variation la plus importante intervient entre le milieu et la fin des années 1980, en raison d'un ralentissement des activités des industries basées sur l'exploitation des ressources dans le scénario de prix bas. Malgré une certaine reprise après 1990, l'économie de cette région à l'horizon 2005 reste moindre dans le scénario de prix bas que dans le scénario de prix élevé.

  Malgré l'importance du secteur énergétique de la Colombie-Britannique, ses autres ressources, et en particulier les produits forestiers, jouent un rôle plus important dans sa croissance. Cette province est également très sensible à l'activité économique américaine dans la mesure où elle dépend étroitement du marché d'exportation pour écouler sa production. Par conséquent, la croissance est plus forte dans le scénario de prix bas, ce qui s'explique par l'augmentation des revenus et des possibilités d'exportation de la province.

Dans l'élaboration des perspectives macro-économiques relatives à nos deux scénarios de prix du pétrole, nous avons choisi de nous concentrer sur les variations résultant de la différence des prix pétroliers, au lieu d'élaborer des scénarios de faible ou de forte croissance, sachant que de nombreux facteurs seraient différents d'un scénario à l'autre. Nous sommes partis du point de vue que la croissance économique sera plus forte dans le scénario de prix bas que dans l'autre. Ces perspectives ne constituent pas les seuls moyens d'envisager des scénarios de croissance forte ou faible, étant donné que l'on pourrait combiner d'autres hypothèses sur les principaux facteurs extérieurs autres que les prix du pétrole et qu'elles sont susceptibles d'aboutir à des taux de croissance sensi-

Tableau 2-4

Produit intérieur brut réel par région

(Moyenne des taux annuels de croissance - pourcentage)

	1975-1984	1984-1990		1990-2005	
		Scénario de prix bas	élevé	Scénario de prix bas	élevé
Atlantique	2,6	2,1	2,2	2,2	2,2
Québec	1,7	3,3	2,8	2,5	2,2
Ontario	2,4	4,0	3,3	2,7	2,4
Prairies	3,1	2,2	2,8	2,7	2,7
C.B. et Territoires	3,1	3,0	2,5	2,5	2,3
Canada	2,5	3,3	2,9	2,7	2,4

Nota: Les chiffres de ce tableau ont été arrondis.
Source: Tableau A2-2 en annexe.

blement supérieurs ou inférieurs à ceux que nous avons postulés pour le scénario de prix bas et le scénario de prix élevé.

Le tableau 2-4 présente les projections de croissance nationale et régionale que nous avons élaborées à partir des facteurs déterminants et des hypothèses discutées précédemment. Ce tableau indique également les taux de croissance enregistrés entre 1975 et 1984.

Pour le Canada, les taux de croissance sont plus élevés entre 1984 et 1990 qu'entre 1990 et 2005 dans les deux scénarios de prix du pétrole, ce qui s'explique par le fait que la capacité excédentaire actuelle du Canada lui permet une croissance à court terme plus forte que celle qu'il connaîtra à plus long terme lorsque son économie se rapprochera de sa capacité productive.

La projection de croissance du Canada jusqu'en 1990 dépasse les niveaux atteints entre 1975 et 1984; entre 1985 et 2005, le taux de croissance du produit intérieur réel se rapproche du niveau atteint entre 1975 et 1984 dans le scénario de prix élevé et le dépasse dans le scénario de prix bas. Étant donné que la période de 1975 à 1984 a connu des prix pétroliers plus élevés que ceux que nous avions prévus dans notre scénario de prix bas, et étant donné que la période de 1981 à 1982 a été marquée par une récession particulièrement dure, ces résultats traduisent en partie les rapports que nous avons discutés plus haut entre les prix pétroliers et la croissance économique.

Les taux de croissance régionale reflètent les observations que nous avons faites plus tôt concernant l'impact des prix pétroliers sur les perspectives de croissance relative des régions, selon les différences de concentration de la production de ressources énergétiques par rapport aux autres activités. En Ontario, le fait que les prix pétroliers soient beaucoup plus bas que les niveaux de la fin des années 1970 et du début des années 1980 influe particulièrement sur la croissance à court terme.

Ces projections de croissance, ainsi que les facteurs qui les sous-tendent, entraînent des conséquences différentes au plan de la demande d'énergie pour les différents secteurs consommateurs d'énergie, dans la mesure où la croissance n'est pas identique dans chaque secteur et que l'utilisation énergétique par dollar de revenu réel ou de production varie selon ces secteurs.

Hypothèses sectorielles

Quant aux facteurs qui affectent la demande énergétique des secteurs industriel et commercial, les questions les plus intéressantes consistent à se demander si la croissance de la production du secteur des services sera supérieure ou non à celle de la production des biens au Canada pendant la période de projection, et si on assistera à une amélioration du rendement énergétique. La demande d'énergie est influencée non seulement par le taux de croissance économique du Canada et sa répartition régionale, mais encore par la répartition de cette croissance parmi les industries. La consommation d'énergie par unité de production est beaucoup plus élevée dans le cas des industries productrices de biens que dans celui des industries productrices de services, et il existe des variations sensibles de la consommation énergétique dans la production de différents types de biens.

Entre 1971 et 1985, le secteur des services a connu une croissance plus rapide que celui de la production de biens. En 1971, la production de biens représentait 35 pour cent de la production canadienne totale, contre 29 pour cent seulement en 1985.

Au fur et à mesure qu'une économie se développe et arrive à maturité, les besoins *matériels* de base d'une population dont la croissance est lente sont de plus en plus satisfaits avec une part plus petite de l'effort total de production. En outre, la demande des consommateurs évolue et ils tendent à consommer davantage de services liés à l'éducation, aux soins de santé, aux loisirs et aux activités sportives, à la garde des enfants et aux soins à domicile, à la restauration, à l'assurance et à la banque, bref, à tout ce qui, dans le commerce, permet de simplifier la vie. Cette évolution correspond aux tendances qui se manifestent au niveau de la population et des styles de vie. Au fur et à mesure que la population vieillit et que le taux de participation à la population active augmente, les individus sont de plus en plus nombreux à dépendre des services fournis par d'autres. Les progrès technologiques que font les industries axées sur les services accroissent leur pouvoir d'attraction sur le consommateur et leur capacité d'obtenir qu'il achète chez eux.

Même s'il était tentant de projeter une augmentation soutenue de la part des services par rapport à la production totale pendant la période visée par notre étude, nous ne l'avons pas fait. La production du secteur des services a augmenté de 3,9 pour cent par an entre 1970 et 1985, alors que le production du secteur industriel n'a augmenté que de 2,4 pour cent par an. Durant cette période, les ménages se sont

formés au rythme de trois pour cent par année, soit bien plus que le 1,4 pour cent auquel nous nous attendions pour les vingt prochaines années. Bien que le consommateur continuera d'exiger de plus en plus de services, et de services différents, à l'avenir, cela n'est pas évident qu'en tenant compte du ralentissement de la croissance de la population, le résultat net de tout ceci consistera en un accroissement continu de la part du secteur des services par rapport à la production totale.

Pendant la période visée par notre étude, nous projetons que le produit industriel réel du Canada (production de biens) augmentera de 3,1 pour cent par an dans le scénario de prix bas et de 2,7 pour cent par an dans le scénario de prix élevé. Dans ces deux cas, les taux de croissance du produit industriel réel sont légèrement supérieurs à ceux du produit intérieur total, ce qui confirme notre opinion que la part de la production de biens dans le produit total devrait au moins être maintenue.

Pour ce qui est de la composition de la production industrielle, les pâtes et papiers, les métaux primaires et les produits miniers sont les sous-secteurs qui sont les plus gros utilisateurs d'énergie par unité de production. Ils représentaient en effet environ 22 pour cent du produit industriel en 1971 et 20 pour cent en 1985. En 1985, les pâtes et papiers, les métaux primaires et les produits miniers représentaient environ 61 pour cent de la demande énergétique du secteur industriel. Selon nos projections, leur part totale de la production industrielle ne varie pas beaucoup. Ces secteurs de l'industrie doivent faire face à la dure rivalité de leurs nouveaux concurrents mondiaux et dans certains cas à celle de matériaux de substitution. Cependant, nous supposons que le Canada dispose des ressources, de l'expérience, du climat d'investissement et de la capacité technologique nécessaires pour rester concurrentiel dans ces secteurs de l'industrie.

Si, contrairement à nos hypothèses, la part du secteur des services dans le produit intérieur réel devait augmenter et celle des pâtes et papiers, des métaux primaires et des produits miniers dans le produit industriel réel diminuer de façon sensible, la demande d'énergie serait inférieure à celle que nous avons prévue dans nos projections.

Chapitre 3
Demande d'énergie

Dans ce chapitre, nous examinons la demande d'énergie au titre de l'utilisation finale par secteur et par combustible, et pour chaque forme d'énergie importante, nous relions la demande de l'utilisation finale aux besoins primaires. La distinction entre la demande au titre de l'utilisation finale et celle d'énergie primaire peut s'expliquer comme suit:

- les besoins au titre de l'utilisation finale comprennent le chauffage des locaux et de l'eau, l'énergie motrice pour l'équipement, les appareils ménagers et les véhicules et la production de chaleur pour l'industrie;
- pour calculer la quantité d'énergie primaire utilisée, nous ajoutons à la demande au titre de l'utilisation finale la quantité de combustible et de pertes liées à la production et à la distribution d'énergie.

3.1 Utilisation finale par secteur

Le comportement de la demande d'énergie au titre de l'utilisation finale, à la fin des années 1970 et au début des années 1980, était conditionné par des prix réels de l'énergie élevés et l'attente d'augmentations futures, renforcé pendant un certain temps par une période de revenus et de production faibles ou en baisse. Entre 1980 et 1983, la demande au titre de l'utilisation finale est tombée d'un maximum de 7 060 pétajoules en 1980 à 6 423 pétajoules. Cette diminution importante de la demande d'énergie, accompagnée par un remplacement du pétrole, constituait une réaction à la perturbation des prix du pétrole en 1980 et à la récession de 1982 pendant laquelle le Produit national brut du Canada a baissé de plus de quatre pour cent.

Cette récession a eu de fortes répercussions sur la demande d'énergie pour le secteur industriel qui, comme la production industrielle réelle, a baissé d'environ dix pour cent en 1982.

En 1984, la vigoureuse reprise de l'économie canadienne, en particulier du secteur manufacturier, a entraîné une augmentation de la demande totale au titre de l'utilisation finale de près de quatre pour cent par rapport à 1983. L'essentiel de cette augmentation était constitué par une hausse de six pour cent de la demande d'énergie industrielle.

Depuis le milieu des années 1970, tous les secteurs consommateurs d'énergie ont adopté des mesures de conservation, qui se manifestent à la fois par des changements du stock de matériel consommateur d'énergie (p. ex., l'isolation des maisons) et par l'utilisation discrétionnaire de l'énergie (p. ex., des températures plus basses pour le chauffage des locaux et des normes d'éclairage plus faibles dans les édifices commerciaux). En même temps, des améliorations ont été apportées au rendement énergétique des nouveaux appareils ménagers, automobiles, camions et autres biens consommateurs d'énergie. La plupart de ces changements étaient motivés par les prévisions concernant les prix élevés du pétrole et d'autres sources d'énergie à l'avenir.

D'autres facteurs sont intervenus dans la réduction de la demande au titre de l'utilisation finale. De nombreux gouvernements ont lancé des programmes d'économie et de remplacement de l'énergie, les principaux programmes fédéraux pour le secteur résidentiel étant le Programme d'isolation thermique des résidences canadiennes et le Programme canadien de remplacement du pétrole; quant aux services publics d'électricité et de gaz naturel, ils ont offert certains avantages à leurs clients pour les encourager à abandonner le pétrole et à adopter un équipement fonctionnant au gaz naturel ou à l'électricité, ayant un meilleur rendement.

Collectivement, ces facteurs ont entraîné une réduction de l'intensité énergétique dans tous les secteurs de 1973 à 1984. Cela signifie que la consommation d'énergie par ménage, par unité de production, et par véhicule, a diminué. Globalement, la demande d'énergie par dollar du PNB réel a diminué de un pour cent par an en moyenne au cours de cette période.

Nos projections de la demande au titre de l'utilisation finale sont fondées sur les prix réels du pétrole et du gaz qui, en 1986, étaient très inférieurs au niveau de 1985 et qui, bien qu'ils continuent à augmenter au cours de la période étudiée, ne se rapprochent du niveau de 1985 qu'en 1993 dans le scénario de prix élevé du pétrole, mais ne l'atteignent jamais dans l'autre scénario. Cependant, au cours de la dernière décennie, nous avons vécu une augmentation rapide des prix du pétrole et du gaz. Une des questions les plus importantes qui se posent lorsque l'on veut estimer la demande future d'énergie est de savoir si les consommateurs accroîtront leur consommation lorsque les prix baisseront, de la même manière qu'ils l'avaient réduite, lorsque les prix étaient élevés.

Une part importante de la demande d'énergie au titre de l'utilisation finale est déterminée par les caractéristiques du stock existant d'équipement consommateur d'énergie; par exemple, la qualité de l'isolation des maisons existantes, l'ancienneté et le rendement des calorifères, la consommation moyenne de carburant et l'âge du parc existant d'automobiles, et les caractéristiques des

immeubles à bureaux commerciaux, des usines et de leur équipement consommateur d'énergie.

À notre avis, il n'y aura pas de renversement de la situation en ce qui concerne l'essentiel des gains de rendement réalisés au cours de ces dernières années, car il est peu probable qu'un tel renversement soit économique. Les améliorations du rendement énergétique des habitations, de l'équipement industriel et des automobiles ne seront peut-être pas aussi rapides qu'ils l'ont été depuis le milieu des années 1970, mais il ne semble pas raisonnable de supposer que l'équipement du consommateur d'énergie sera de nouveau conçu avec les mêmes faibles niveaux de rendement énergétique que ceux du début des années 1970. Il est peu probable que les automobiles redeviennent peu efficaces au point de vue énergétique.

En outre, la conscience et le souci accrus de l'importance des économies d'énergie qui se sont manifestés au cours des années 1970 continueront probablement à exister en dépit de la baisse récente des prix du pétrole, et de la perspective de prix réels du pétrole et du gaz plus faibles que ce à quoi on s'attendait. Les changements du comportement des consommateurs en ce qui concerne la demande d'énergie sont bien établis et il est difficile d'imaginer que les consommateurs reviendraient à des habitudes de consommation d'énergie qui les rendraient vulnérables à des perturbations possibles des prix.

La demande globale au titre de l'utilisation finale combine les besoins des divers secteurs consommateurs d'énergie et la demande de chacun d'entre eux subit l'influence de facteurs différents. C'est pourquoi nous examinons séparément les besoins de chaque secteur en matière d'énergie, et nous terminons par les besoins globaux au titre de l'utilisation finale. Avant d'examiner la demande sectorielle, nous présentons un sommaire des prévisions de prix de l'énergie auxquels seront confrontés les consommateurs ultimes dans les deux scénarios de prix.

3.1.1 Prix de l'énergie au titre de l'utilisation finale

Entre 1973 et 1984, les consommateurs ont fait face à une augmentation des prix réels de l'énergie. Le prix mondial du pétrole a augmenté à un taux moyen réel de 16 pour cent. Au Canada, les prix de l'essence pour automobile ont crû de quatre pour cent par an, alors que ceux du pétrole et du gaz naturel à l'intention des consommateurs des secteurs résidentiel et industriel ont augmenté à des taux de six à 14 pour cent. (Voir Tableau 3-1)

Le prix de chaque combustible a été rajusté afin de tenir compte de l'efficacité de son utilisation dans le secteur. Un tel rajustement reflète la différence entre l'énergie consommée par un équipement et l'énergie libérée par lui au titre de l'utilisation finale. Les prix de l'énergie rajustés en fonction du rendement s'appellent également prix au bec du brûleur. Dans le cas du mazout léger, 65 à 75 pour cent de l'énergie à l'entrée est disponible pour l'utilisation finale, alors que l'on suppose qu'elle est de 100 pour cent pour l'électricité. Le rendement de l'utilisation du combustible peut s'améliorer à la longue, comme quand on fabrique des calorifères à meilleur rendement.

Au chapitre 2, nous avons décrit la manière dont nous établissions nos prévisions du prix mondial du pétrole. La différence des taux de

Tableau 3-1

Prix réels de l'utilisation finale de l'énergie

(Moyenne des taux annuels de croissance - pourcentage)

	1973-1984	1984-1990		1990-2005	
		Scénario de prix bas	élevé	Scénario de prix bas	élevé
Prix mondial du pétrole $US	16,2	-10,6	-5,7	0,8	1,4
Prix de gros du gaz naturel - Ontario	11,7	-5,8	-0,6	0,6	1,1
Prix par secteur					
Résidentiel [a]					
Mazout léger	12,7	-4,7	-2,2	0,2	0,4
Gaz naturel	6,3	-2,7	-0,3	0,4	1,3
Industriel [a]					
Mazout lourd	13,9	-8,7	-4,6	0,6	1,1
Gaz naturel	10,8	-4,8	-0,6	0,6	1,0
Transport					
Essence pour moteur	4,1	-2,4	-0,7	-0,1	0,2

Nota: Les chiffres de ce tableau ont été arrondis.
[a] Ces prix ont été redressés en fonction du rendement au bec du brûleur.

Source: Prix mondial du pétrole - Tableau A2-1 en annexe.

croissance entre le prix mondial du pétrole, les prix intérieurs de gros ou à la tête de puits, et les prix payés par le consommateur ultime reflètent - entre autres choses - la politique du gouvernement concernant l'établissement des prix de l'énergie sur le plan intérieur, les impôts et les coûts de distribution des services publics locaux pour le consommateur ultime. Des facteurs analogues créent des différences entre les prix de gros et de détail du gaz naturel. Pour les prix de l'électricité, nous avons supposé qu'il n'y aurait pas d'augmentation réelle pendant la plus grande partie de la période des prévisions.

Dans le secteur résidentiel, les prix du mazout léger et du gaz naturel ne baissent pas aussi rapidement que le prix mondial du pétrole ou que le prix de gros du gaz naturel entre 1984 et 1990, mais ils n'augmentent pas aussi rapidement que ceux-ci au cours de la période de 1990 à 2005. Cela tient aux hypothèses retenues selon lesquelles les marges de raffinage et de distribution entre le pétrole brut et les produits raffinés demeurent constantes en termes réels pendant la période étudiée, et que la marge de distribution du gaz naturel pour le secteur résidentiel conserve son niveau réel. Dans le cas du mazout léger et du gaz naturel destinés au secteur résidentiel, ces marges représentent environ 30 pour cent du prix au bec du brûleur.

Dans le secteur industriel, le prix canadien du mazout lourd baisse moins nettement que ne le fait le prix mondial du pétrole entre 1984 et 1990 et augmente de manière moins prononcée de 1990 à 2005. Ceci se produit parce que le prix canadien du mazout lourd comprend des rajustements du coût de transport qui demeurent constants en termes réels.

Les prix du gaz naturel à usage industriel suivent de très près les changements du prix de gros du gaz naturel dans les deux scénarios.

En ce qui concerne les prix de l'essence, nous supposons que les taxes fédérales et provinciales actuelles se maintiennent au même pourcentage ou au même niveau réel selon le type de taxe. Les changements réels des prix de l'essence sont moins prononcés que ceux des prix réels du pétrole, car les impôts et les coûts de traitement et de distribution constituent une part considérable du prix de l'essence et beaucoup de ces coûts ne changent pas en termes réels.

3.1.2 Secteur résidentiel

Le secteur résidentiel englobe toute l'énergie utilisée par les ménages, et le carburant diesel utilisé dans l'agriculture. L'énergie utilisée pour le chauffage des locaux et de l'eau représente au total près de 85 pour cent des besoins des ménages en matière d'énergie; les 15 pour cent restants sont nécessaires pour l'éclairage et le fonctionnement des appareils ménagers.

La demande des ménages en matière de ressources énergétiques dépend des facteurs suivants:

- *facteurs démographiques* tels que la population, sa composition sur le plan de l'âge et du sexe et la formation des ménages;
- *facteurs liés au mode de vie* tels que le nombre de personnes par ménage, le type de logement (par exemple, maisons unifamiliales ou appartements) et les normes de confort (qui influent sur les habitudes en matière de chauffage et de climatisation);
- *facteurs techniques*, par exemple, les divers types de bâtiments, les matériaux de construction, l'isolation et l'équipement des ménages, qui déterminent la quantité d'énergie requise pour satisfaire une norme de service donnée, quelle qu'elle soit;
- *revenu* dont dispose les ménages, qui détermine la taille du logement, le type de chauffage et la pénétration des appareils ménagers consommateurs d'énergie tels que climatiseurs, postes de télévision et autres.

Le tableau 3-2 illustre le rapport entre l'augmentation au sein des ménages, celle des revenus, des prix de l'énergie et la demande dans nos deux scénarios.

Les caractéristiques d'utilisation de l'énergie ont profondément évolué au cours de la période de 1973 à 1984. La consommation par ménage a diminué en moyenne de 2,3 pour cent par an alors que l'augmentation annuelle des prix réels de l'énergie atteignait près de cinq pour cent. La réaction des consommateurs à la hausse des prix de l'énergie a été renforcée par l'existence de programmes incitatifs fédéraux et provinciaux destinés à promouvoir les économies d'énergie et le remplacement du pétrole.

Ces programmes ont contribué à remodeler les caractéristiques du parc domiciliaire et de l'équipement consommateur d'énergie dans les ménages, si bien que leur rendement est aujourd'hui de beaucoup supérieur à ce qu'il était il y a dix ans.

En vertu du Programme canadien de remplacement du pétrole, environ 1,2 million de ménages ont adopté des combustibles autres que le pétrole pour assurer leurs besoins en matière de chauffage. En général, on utilise maintenant du matériel de chauffage fonctionnant

Tableau 3-2

Demande d'énergie du secteur résidentiel

(Moyenne des taux annuels de croissance - pourcentage)

	1973-1984	1984-1990		1990-2005	
		Scénario de prix bas	élevé	Scénario de prix bas	élevé
Ménages	3,0	1,9	1,9	1,2	1,2
Revenu réel disponible par ménage	0,3	0,6	0,1	1,5	1,5
Prix réel de l'énergie [a]	4,9	-1,4	-0,1	0,2	0,3
Demande - utilisation finale [b]	0,7	1,3	0,6	0,9	0,7
Demande énergétique par ménage	-2,3	-0,6	-1,3	-0,3	-0,5

(Niveaux)

	1973	1984	1990		2005	
			Scénario de prix bas	élevé	Scénario de prix bas	élevé
Demande - utilisation finale [b] (Pétajoules)	1231	1326	1431	1373	1648	1523
Demande par ménage (Gigajoules)	196	152	147	141	141	131

Nota: Les chiffres de ce tableau ont été arrondis.
[a] Le prix de l'énergie représente un prix pondéré moyen par secteur redressé selon le rendement relatif des combustibles.
[b] Normalisée pour tenir compte du climat.

à l'électricité, au gaz naturel ou au bois et incorporant des avancements techniques destinées à améliorer leur rendement.

Environ 2,3 millions de foyers ont obtenu des subventions dans le cadre du Programme d'isolation thermique - Canada pour réduire leurs besoins en matière de chauffage. D'après ce que nous savons, 40 pour cent des foyers admissibles auraient participé à ce programme. La majorité des propriétaires qui ont obtenu une telle subvention ont assuré l'isolation de leur grenier. Ainsi, bien qu'une grande partie des possibilités d'économie d'énergie grâce à l'isolation des greniers aient été utilisées, bien d'autres améliorations permettant de faire des économies d'énergie pourraient être encore apportées aux maisons.

À ce jour, les maisons R-2000 (maisons dont l'isolation répond à des normes très élevées) ont eu un succès limité. On en a construit environ 1 500. Du fait de la baisse des prix de l'énergie, le temps demandé pour récupérer l'investissement supplémentaire que demande ce type de maison se trouve allongé.

Les projections qui accompagnent les deux scénarios de prix du pétrole reposent sur un certain nombre de prémisses.

- Dans les deux cas, l'augmentation annuelle du nombre des ménages est en moyenne de 1,9 pour cent entre 1984 et 1990, et de 1,2 pour cent entre 1990 et 2005. Le nouveau parc domiciliaire représente, chaque année, moins de deux pour cent du parc total.
- Dans les deux scénarios de prix du pétrole, le revenu réel par ménage augmente très lentement entre 1984 et 1990. Ultérieurement, une croissance modeste de 1,5 pour cent par an est prévue.
- Le prix réel moyen de l'énergie pour le secteur résidentiel diminue au rythme annuel de 1,4 pour cent jusqu'en 1990 dans le scénario de prix bas du pétrole, et de 0,1 pour cent dans l'autre scénario. De 1990 à 2005, l'augmentation du prix de l'énergie est marginale dans les deux cas.
- Bien que le Programme canadien de remplacement du pétrole et le Programme d'isolation thermique des résidences canadiennes soient terminés et que les prix du pétrole aient baissé, certains continuent à s'intéresser à l'amélioration du rendement de leur équipement et à la conversion à des calorifères plus efficace, dans les deux scénarios de prix.
- On estime actuellement que les nouvelles chaudières au mazout et au gaz naturel ont un rendement supérieur d'environ 17 pour cent au parc actuel, et nous nous attendons à ce que le rendement de ces calorifères continue à s'améliorer, quel que soit le scénario de prix qui se concrétise.

Lorsqu'on évalue l'effet sur la demande des changements futurs du revenu et des caractéristiques des logements, nous nous attendons à

ce qu'un revenu plus élevé amène les gens à acheter des maisons plus grandes, à accroître leurs achats et leur utilisation d'appareils ménagers et à avoir, peut-être, une attitude moins conservatrice à l'égard du chauffage des locaux et du chauffage de l'eau. Nous ne nous attendons cependant pas à être témoins d'une augmentation sensible de la demande d'énergie pour le secteur résidentiel du fait de l'accroissement du revenu personnel réel disponible. Des maisons offrant un meilleur rendement énergétique (25 pour cent en moyenne) continueront à être construites, et contribueront à une amélioration du rendement énergétique moyen des logements. L'amélioration de la consommation des calorifères et des appareils ménagers se poursuivra également. Enfin, des appareils dont la pénétration du marché n'est pas encore très grande ou qui sont nouveaux sur celui-ci auront un très bon rendement énergétique et atténueront la tendance à une augmentation de la demande d'énergie pour le secteur résidentiel à cause de revenus plus élevés.

Dans le scénario de prix bas du pétrole, nous prévoyons que la demande d'énergie pour le secteur résidentiel au Canada augmentera de 1,3 pour cent annuellement entre 1984 et 1990 et de légèrement moins de un pour cent par an, par la suite. Ceci implique une baisse régulière de la demande d'énergie par ménage, qui sera en moyenne de 0,6 pour cent par an à court terme, et de 0,3 pour cent à long terme. Bien qu'il puisse y avoir un certain renversement du comportement favorable aux économies d'énergie du fait des niveaux moins élevés de prix de l'énergie, les économies d'énergie dues à la proportion accrue de maisons et d'équipement neufs plus efficaces ont des chances de compenser largement tout renversement de ce genre sur le plan de l'économie d'énergie.

Dans le scénario de prix élevé du pétrole, le revenu disponible réel par ménage croît plus lentement et les prix réels de l'énergie le font plus rapidement. Le nombre de ménages est pratiquement le même dans les deux cas. De ce fait, la demande d'énergie dans le secteur résidentiel est plus faible dans le scénario de prix élevé du pétrole. La demande totale d'énergie pour le secteur résidentiel, dans les deux scénarios, diffère de 58 pétajoules (4,2 pour cent) en 1990 et de 125 pétajoules (7,6 pour cent) en 2005.

Nous prévoyons que l'utilisation d'énergie par ménage diminuera plus rapidement dans le scénario de prix élevé du pétrole que dans l'autre. Cette différence peut s'expliquer par le fait que des prix plus élevés encouragent l'adoption d'un plus grand nombre de mesures d'économie d'énergie au foyer, et stimulent l'intérêt pour les rénovations et pour l'achat de maisons et d'équipement ménager à meilleur rendement énergétique.

Dans l'ensemble, dans les deux scénarios, la consommation d'énergie par ménage diminue plus lentement que cela n'a été le cas de 1973 à 1984 car, au cours de la période des prévisions, le taux de renouvellement du parc domiciliaire et l'augmentation des prix de l'énergie sont plus lents qu'ils ne l'étaient de 1973 à 1984. Dans les deux cas, nous prévoyons également un ralentissement du rythme de diminution de la consommation d'énergie par ménage après 1990. Ceci se produit parce qu'au cours des premières années de la période des prévisions, nous continuons à observer quelques réactions tardives aux augmentations de prix passées. Après 1990, les possibilités d'autres économies importantes d'énergie devraient être plus limitées.

Nous nous attendons à ce que, dans toutes les régions, les besoins en énergie du secteur résidentiel soient plus importants dans le scénario de prix bas du pétrole que dans l'autre. Ceci est même vrai de l'Alberta où l'augmentation du revenu réel est moindre lorsque les prix de l'énergie sont inférieurs. Nous nous attendons cependant à ce que la demande réagisse plus vigoureusement aux changements de prix qu'aux changements de revenu, si bien que les différences de prix entre les deux scénarios dominent ce qui, pour l'Alberta, est un changement adverse pour les revenus.

3.1.3 Secteur commercial

La demande énergétique du secteur commercial comprend toutes les industries des services à l'exception des transports et des services publics d'énergie. Environ les deux tiers de l'énergie utilisée servent au chauffage et à la climatisation des édifices. Cependant, les édifices de ce secteur sont de types très divers et comprennent aussi bien des hôpitaux, des écoles, des immeubles de bureaux, que des petits magasins de quartiers et des centres d'achat.

Dans le secteur commercial, la demande d'énergie au titre de l'utilisation finale (indiquée au tableau 3-3) a augmenté moins rapidement que la production de ce secteur entre 1973 et 1984, ce qui a entraîné une baisse moyenne annuelle de 1,9 pour cent de l'intensité énergétique (énergie consommée par dollar de production dans ce secteur). Cette baisse était due à l'adoption de mesures allant du réglage des niveaux d'éclairage et des contrôles de température et d'humidité à la rénovation de bâtiments existants.

Tableau 3-3

Demande d'énergie du secteur commercial

(Moyenne des taux annuels de croissance - pourcentage)

	1973-1984	1984-1990		1990-2005	
		Scénario de prix bas	élevé	Scénario de prix bas	élevé
PIB réel, secteur commercial	3,2	2,7	2,5	2,4	2,2
Prix réel de l'énergie[a]	5,5	-1,0	0,4	0,4	0,5
Demande - utilisation finale	1,2	2,7	1,9	2,2	1,8
Intensité	-1,9	-0,1	-0,6	-0,2	-0,4

(Niveaux)

	1973	1984	1990		2005	
			Scénario de prix bas	élevé	Scénario de prix bas	élevé
Demande - utilisation finale (Pétajoules)	762	872	1021	976	1420	1269
Intensité (Mégajoules par $1971)	16,1	13,0	13,0	12,6	12,6	11,8

Nota: Les chiffres de ce tableau ont été arrondis.
[a] Le prix de l'énergie représente un prix pondéré moyen par secteur redressé selon le rendement relatif des combustibles.

Pour la période des prévisions, les considérations suivantes au sujet de la croissance du secteur commercial, des prix de l'énergie et du rendement énergétique influent sur la demande d'énergie.

Dans ce secteur, la production tend à être plus étroitement liée à la population et aux activités du gouvernement qu'aux caprices des cycles commerciaux. Le ralentissement de la croissance démographique pendant le reste de ce siècle se traduit par une croissance économique quelque peu plus lente vers la fin de la période des prévisions. Nous nous attendons à ce que l'augmentation du nombre des écoles et des universités soit limitée - il pourrait même y avoir des reculs - mais à cause d'une population vieillissante, il faudra plus de soins de santé, de restaurants et de services de loisirs. Par conséquent, les taux de croissance du PIB réel commercial (défini comme étant la production de toutes industries des services à l'exception de celles du transport, du stockage et des communications) sont très voisins dans les deux scénarios de prix. Les changements technologiques ont eu une influence profonde sur le secteur des services, mais il est difficile de juger de leur effet sur l'emploi et la production. La nature de la production a changé dans de nombreux secteurs, mais la manière dont cela influera sur les besoins en énergie n'apparaît pas clairement.

La baisse prévue de l'intensité énergétique est amenée par les nouveaux édifices qui remplacent certains des bâtiments plus anciens, au rendement énergétique inférieur. Cette amélioration sera neutralisée dans une certaine mesure par le fait que les vieux édifices non climatisés seront remplacés par des bâtiments neufs qui le sont. Il se peut également que l'utilisation accrue d'ordinateurs et de machines de bureau oblige à disposer de locaux plus vastes et augmente les besoins d'énergie par travailleur.

Les nouveaux édifices à bureaux ont un rendement énergétique supérieur à ceux des bâtiments plus anciens, malgré la faiblesse récente des prix de l'énergie. Les codes du bâtiment, ainsi que la conception et l'utilisation de systèmes de gestion de l'énergie plus raffinés, contribuent tous à réduire les besoins en énergie. Bien que le rythme d'amélioration et d'adoption de ces techniques soit peut-être plus lent dans un milieu où les prix de l'énergie sont faibles, nous ne nous attendons pas à un renversement de la tendance à la baisse de l'intensité énergétique.

Bien que la demande d'énergie dans le secteur commercial ait plus fortement réagi au changement des revenu qu'à celui des prix dans le passé, la différence entre les deux scénarios présentés ici s'explique plus par les différences de prix de l'énergie, étant donné que la croissance de la production est semblable.

Dans le scénario de prix bas du pétrole, les prix réels de l'énergie, dans le secteur commercial, diminuent jusqu'en 1990, avant d'amorcer une lente reprise jusqu'en 2005. Nous nous attendons à ce que l'intensité énergétique diminue pendant toute cette période bien que pendant une partie de celle-ci, les prix de l'énergie baissent. Cette tendance est contraire à celle de la période de

1973 à 1984 au cours de laquelle l'intensité énergétique a diminué en moyenne de 1,9 pour cent par an alors que les prix augmentaient annuellement de 5,5 pour cent.

Dans le scénario de prix élevé du pétrole, les prix réels de l'énergie augmentent régulièrement pendant toute la période des prévisions, ce qui entraîne une diminution plus marquée de l'intensité énergétique que dans le scénario de prix bas du pétrole; le prix est un incitatif important aux économies d'énergie.

3.1.4 Secteur industriel

Le secteur industriel comprend les industries manufacturières, l'industrie forestière, la construction et l'exploitation des mines, à l'exclusion de l'industrie pétrochimique, que nous examinons plus loin. Bien que le secteur industriel représente environ 30 pour cent du total de la demande au titre de l'utilisation finale, la plupart de ses besoins d'énergie proviennent d'un petit nombre d'industries. La diversité régionale des structures industrielles et de l'utilisation de l'énergie dans des sous-secteurs différents entraîne d'importantes variations, sur le plan régional, des besoins d'énergie du secteur industriel par unité de production industrielle.

Le tableau 3-4 montre l'intensité énergétique (utilisation d'énergie par dollar de production industrielle) des principales industries en 1984. L'industrie des pâtes et papiers est celle qui a la plus forte concentration d'énergie, et occupe la plus grande part individuelle de la demande énergétique industrielle, soit plus de 30 pour cent. Ensemble, les industries de pâtes et papiers, du fer et de l'acier, de la fonte et de l'affinage et des produits chimiques représentent 60 pour cent de la demande d'énergie du secteur industriel. Le tableau 3-5 illustre la diversité régionale de l'intensité énergétique des industries au Canada. L'intensité énergétique du secteur industriel est plus élevée dans les provinces où les secteurs des pâtes et papiers, de la fonte et de l'exploitation des mines sont importants.

Tableau 3-4

Intensité énergétique par industrie choisie en 1984

(Mégajoules par dollar de 1971 de rendement industriel)

Industries manufacturières totales	73
Pâtes et papiers [a]	343
Fer et acier	288
Industrie chimique [b]	121
Autres industries manufacturières	22
Fonte et affinage	188
Mines	70
Total industriel [b]	57

Nota: Les chiffres de ce tableau ont été arrondis
[a] Pâtes et papiers et activités annexes.
[b] Exclut les charges d'alimentation utilisé par l'industrie pétrochimique.

Les perspectives d'utilisation de l'énergie dans le secteur industriel sont très incertaines, car un certain nombre de questions se posent:

Tableau 3-5

Intensité énergétique par région en 1984

(Mégajoules par dollar de 1971 de rendement industriel)

Atlantique	91
Québec	59
Ontario	46
Manitoba	37
Saskatchewan	75
Alberta	46
Colombie-Britannique	102
Canada	57

Nota: Les chiffres de ce tableau ont été arrondis.

- La production industrielle perdra-t-elle une partie importante de sa part du PNB au profit du secteur des services à l'avenir?
- Dans le secteur industriel, les industries traditionnelles à fort intensité énergétique basées sur les ressources naturelles seront-elles abandonnées au profit de celles pour lesquelles l'apport d'énergie est moins important?
- Quel sera le rythme d'adoption de techniques permettant d'économiser l'énergie?
- Quel sera le rythme d'adoption de nouveaux procédés qui influent sur la demande d'énergie; et
- Quel sera l'effet sur la demande d'énergie des développements technologiques majeurs, tels que l'utilisation accrue des plastiques ou des céramiques ou le changement de la combinaison de matériaux dans les procédés de production?

Au chapitre 2, nous avons indiqué que la production industrielle ne cèdera pas de terrain au secteur des services au cours de la période étudiée. Nous avons également prévu que la part des industries à forte intensité énergétique dans la production industrielle diminuerait très peu.

Les mesures d'économie d'énergie dans l'industrie peuvent être catégorisées de deux manières. Le premier type de mesure réduit l'utilisation d'énergie par unité de production, sans avoir d'effets sur la productivité du capital ou de la main-d'oeuvre de cette industrie; par exemple, le recours à des techniques de récupération de la chaleur. Le principal objet de ces

changements, c'est les économies d'énergie. Le second type de mesure amène une réduction de l'intensité énergétique en modifiant un procédé industriel particulier; par exemple, la coulée continue dans les aciéries et les alumineries. Le premier type de mesure tend à être déclenché par des changements des prix de l'énergie et par la rentabilité des investissements dans le procédé, alors que le second type est habituellement motivé par des considérations plus générales de production et d'efficience des procédés que par de simples économies d'énergie.

Dans bien des cas, il apparaît que le changement technologique qui n'est pas directement motivé par les prix de l'énergie peut être un des déterminants les plus importants des changements de la demande d'énergie. Citons certains de ces changements:

- un plus large recours à la fabrication thermo-mécanique de pâte et à la fabrication chimo-thermo-mécanique de pâte dans l'industrie des pâtes et papiers, ce qui accroît la consommation d'électricité et les économies d'énergie;
- l'utilisation de convertisseurs basiques, de la technologie de l'arc électrique et de la coulée continue dans l'industrie du fer et de l'acier; et
- l'automatisation accrue du contrôle des procédés et l'adoption de procédés faisant plus largement appel à l'électricité, ce qui entraîne une augmentation de la part de l'électricité et une réduction de l'intensité énergétique.

Le tableau 3-6 illustre les principaux facteurs quantitatifs qui influent sur la demande d'énergie dans le secteur industriel, et les projections qui en résultent, dans les deux scénarios de prix. Au cours de la période de 1973 à 1984, la croissance de la production industrielle a été de 0,9 pour cent par an en moyenne, et a été fortement marquée par la récession de 1982. Entre 1973 et 1981, la production industrielle a augmenté de 1,5 pour cent par an. En 1982, la production industrielle réelle a diminué de 11 pour cent; les industries d'exploitation des ressources naturelles et les industries manufacturières ont été particulièrement touchées. La baisse de la production associée à des prix élevés de l'énergie a suscité des améliorations importantes de l'utilisation de l'énergie dans le secteur industriel au début des années 1980. La demande énergétique de ce secteur a diminué de 2,1 pour cent par an entre 1980 et 1984, et l'intensité énergétique, de 1,3 pour cent, en moyenne. La plupart des améliorations ont eu pour cadre l'industrie du fer et de l'acier, les fonderies, les affineries, et l'industrie des pâtes et papiers.

Tableau 3-6

Demande d'énergie du secteur industriel

(Moyenne des taux annuels de croissance - pourcentage)

	1973-1984	1984-1990		1990-2005	
		Scénario de prix bas	élevé	Scénario de prix bas	élevé
PIB réel, industriel	0,9	4,1	3,4	2,8	2,5
Prix réel de l'énergie [a]	7,8	-2,1	-0,8	0,2	0,5
Demande - utilisation finale [b]	2,1	3,3	2,5	2,4	1,9
Intensité [b]	1,1	-0,8	-1,0	-0,5	-0,6

(Niveaux)

	1973	1984	1990		2005	
			Scénario de prix bas	élevé	Scénario de prix bas	élevé
Demande - utilisation finale [b] (Pétajoules)	1682	2104	2553	2445	3629	3277
Intensité [b] (Mégajoules par $1971)	50,4	57,0	54,5	53,7	50,9	49,4

Nota: Les chiffres de ce tableau ont été arrondis.

[a] Le prix de l'énergie représente un prix pondéré moyen par secteur redressé selon le rendement relatif des combustibles.

[b] L'augmentation de la demande d'énergie pour utilisation finale et de l'intensité énergétique entre 1973 et 1984 est largement due à l'inclusion de combustibles qui n'étaient pas compris dans les données de la demande d'énergie auparavant. Par exemple, après 1973, les résidus du bois, la liqueur noire, la vapeur et le coke pétrolier ont été ajoutés à la demande d'énergie. Si ces combustibles étaient exclus, l'intensité énergétique mesurée aurait indiqué un fléchissement de 0,8 pour cent par année et la demande pour l'utilisation finale un accroissement de seulement 0,5 pour cent par année pour la période.

Dans nos projections, la croissance de la demande d'énergie dans le secteur industriel sera profondément influencée par l'activité économique, alors que les prix de l'énergie joueront un rôle moins important. Dans les deux scénarios de prix du pétrole, on s'attend à ce que la production industrielle augmente de plus de 2,5 pour cent par an au cours de la période couverte par les prévisions, c'est-à-dire beaucoup plus rapidement qu'elle ne l'a fait de 1973 à 1984. En revanche, on prévoit que les prix de l'énergie demeureront relativement stagnants si on les compare à ce qu'ils ont été au cours de ces dix dernières années. Dans le scénario de prix bas du pétrole, les prix plus bas de l'énergie favorisent le secteur manufacturier au Canada, ce qui stimule la croissance de la production et entraîne de ce fait une demande d'énergie plus forte que dans l'autre scénario. La croissance de la demande d'énergie dans le secteur industriel est supérieure à ce qu'elle a été entre 1973 et 1984, en dépit des réductions prévues de l'intensité énergétique. Comme cette intensité continue à décliner, la demande d'énergie du secteur industriel augmente moins rapidement que sa production, dans les deux scénarios de prix.

Dans les deux cas, le taux de diminution de l'intensité énergétique est plus élevé à moyen terme qu'au cours de la période 1990-2005. Cette tendance reflète le point de vue que, en dépit de la faiblesse actuelle des prix de l'énergie, l'application rapide de mesures et de technologies d'économie d'énergie déclenchée par les perturbations des prix de l'énergie à la fin des années 1970 et au début des années 1980, se poursuivra encore quelques années. A la fin des années 1980, il est probable que la plupart des mesures et technologies d'économie d'énergie les moins coûteuses et relativement faciles à appliquer, seront en place. A long terme, les économies d'utilisation de l'énergie seront surtout dues au remplacement du capital existant par un capital plus efficace, et aux changements technologiques.

Les changements que connaissent les structures industrielles ont un effet marqué sur la demande d'énergie. Dans les deux scénarios de prix, la part des pâtes et papiers, de la fonte et de l'affinage et celle de l'exploitation des mines dans la production industrielle globale diminue au cours de la période des prévisions. Dans le scénario de prix bas, par exemple, cette part tombe de 17 pour cent en 1984 à environ 15 pour cent en 2005. Si cette part était constante au cours de la période couverte par les prévisions, la demande d'énergie de ces trois industries atteindrait presque 140 pétajoules, soit 7,3 pour cent de plus en 2005 dans le scénario de prix bas.

En 2005, la demande d'énergie pour le secteur industriel, dans le scénario de prix bas du pétrole, est de 11 pour cent (352 pétajoules) plus élevée que dans l'autre scénario. Près de 45 pour cent de cet écart peuvent être attribués aux différences de composition régionale ou sectorielle de la production industrielle entre les deux scénarios, l'essentiel des différences restantes tenant au moment de l'adoption de technologies permettant des économies d'énergie et à leur degré de généralisation. Une faible partie de la différence est due à une utilisation accrue de l'électricité - combustible plus efficace dans le scénario de prix élevé du pétrole.

3.1.5 Utilisation d'hydrocarbures à des fins non énergétiques

Environ 10 pour cent de la demande totale d'énergie au titre de l'utilisation finale est destinée à des fins non énergétiques. En 1984, cela représentait 674 pétajoules. Sur ce total, 484 pétajoules (72 pour cent), étaient absorbés par les besoins de charges d'alimentation pétrochimiques, 100 pétajoules (15 pour cent) par l'asphalte, et le reste par des lubrifiants, des graisses, du coke de pétrole et autres produits du pétrole non énergétiques.

L'industrie pétrochimique mondiale a connu d'importantes augmentations de capacité au cours de ces dernières années qui, combinées à une réduction sensible de la croissance de la demande relative à beaucoup de ces produits, a provoqué un excédent de capacité. La plupart des analystes s'attendent à ce que la demande de produits pétrochimiques augmente à un rythme égal ou légèrement supérieur à celui de la croissance du PNB, mais non au rythme beaucoup plus élevé du passé, lors de la pénétration rapide de tous les marchés par les produits en matière plastique.

Le développement de la capacité pétrochimique au Canada, essentiellement basée sur le gaz naturel et l'éthane, a été considérable, ces dernières années. A l'heure actuelle, plus de 60 pour cent de la demande de charges d'alimentation pétrochimiques est en Alberta, et plus de 60 pour cent des besoins totaux en charges d'alimentation sont satisfaits grâce au gaz naturel. A la suite des augmentations du prix du pétrole canadien au début des années 1980, les usines de l'est du Canada

ont accru leur capacité de passage du pétrole à l'éthane, au propane et aux butanes.

Les prévisions de la demande de charges d'alimentation pétrochimique dépendent de plusieurs facteurs aussi cruciaux qu'incertains:

- la position concurrentielle du Canada sur le marché mondial des produits pétrochimiques, qui subira l'influence d'une combinaison des coûts relatifs des charges d'alimentation, des coûts en capital, des frais d'exploitation et de l'accès aux marchés;
- le moment de l'entrée en service de nouvelles usines canadiennes pendant la période des prévisions, qui subira l'influence du calendrier mondial de mise en service d'usines, et la croissance de la demande de produits;
- la composition de la demande de charges d'alimentation, qui variera avec les prix relatifs des charges et les besoins concernant la gamme de produits.

En général, à cause de l'excédent mondial des principaux produits pétrochimiques, leurs prix sont demeurés si bas que les producteurs n'ont pas toujours pu couvrir leurs coûts d'exploitation. Il s'agit là d'un problème mondial qui touche l'industrie canadienne comme celle d'autres pays. Pour pouvoir fonctionner de manière efficace et réduire au minimum les coûts de production par unité de produit, les usines doivent pratiquement tourner à plein régime. Dans cette industrie, il est en général préférable de fermer complètement que de tourner au ralenti et d'avoir une production coûteuse et non compétitive.

Une bonne partie de la capacité canadienne est relativement nouvelle, de classe mondiale, et la technique qu'elle utilise est efficace. Les installations anciennes ont été modifiées et modernisées, et certaines usines canadiennes fournissent des produits spécialisés. Compte tenu de l'objectif d'une industrie pétrochimique viable au Canada, nos projections supposent que les installations existantes continueront à fonctionner. Ceci suppose que les conditions de marché permettront aux producteurs de surmonter les problèmes actuels de rentabilité médiocre. L'industrie du Canada doit être capable d'affronter la concurrence internationale si elle veut survivre; comme dans le passé, cela signifie qu'il faut surmonter les désavantages liés aux coûts en capital, aux frais de transport et aux tarifs douaniers. Bien que ces désavantages aient été surmontés grâce à notre avantage sur le plan des coûts de charges d'alimentation, ces dernières années, on craint que la déréglementation des prix du gaz naturel au Canada et aux États-Unis n'ait tendance à niveler les coûts de charges d'alimentation en gaz pour les usines d'Amérique du Nord.

Du fait de l'excédent mondial actuel de la capacité de production d'un certain nombre de produits importants, les investissements dans de nouvelles usines sont abordés avec beaucoup plus de prudence que dans les années 1970. Bien qu'un certain nombre de projets de production à l'éthylène soient en cours dans différentes parties du monde, la plupart d'entre eux ne créeront pas une capacité nouvelle mais serviront à améliorer l'efficacité et la souplesse de fonctionnement des usines existantes. Comme on s'attend en général à ce que la croissance de la demande de produits pétrochimiques égale ou dépasse légèrement la croissance économique globale, il est probable qu'il y aura un équilibre de l'offre et de la demande internationale au cours des dix prochaines années, ce qui crée la possibilité d'investissements dans de nouvelles usines pétrochimiques primaires au Canada. Comme les points de vue sur le potentiel du marché et la stratégie d'investissement varient considérablement chez les analystes industriels, en particulier en ce qui concerne le moment propice à la construction de nouvelles usines dans le monde entier et leur remplacement, nos hypothèses concernant les additions à la capacité canadienne pourraient être jugées optimistes par certains mais conservatrices par d'autres.

Quelle que soit le scénario de prix mondial du pétrole, les prix pétrochimiques sont décidés sur le marché mondial. Le Canada étant un relativement petit producteur de la plupart des produits pétrochimiques primaires, sa capacité d'alimentation des marchés intérieur et étrangers dépendra de la compétitivité de ses produits. Dans la mesure où nous supposons que les usines canadiennes seront capables de faire face à la concurrence, il est raisonnable de supposer qu'elles fonctionneront à pleine capacité, ou peu s'en faut, quel que soit le scénario de prix du pétrole. Nous supposons donc la même demande de charges d'alimentation de l'industrie pétrochimique dans les deux scénarios de prix du pétrole.

Pour la période de 1986 à 2005, nous prévoyons la construction de huit usines d'ammoniaque, la majorité en Alberta, ce qui ajoutera un total de 65 pétajoules par année à la demande de gaz naturel lorsqu'elles

fonctionneront toutes à plein régime. Trois de ces usines doivent entrer en service en 1986-1987, mais les autres après 1990 seulement.

Nous prévoyons une usine d'éthylène supplémentaire pour l'Alberta en 1995; elle aura besoin de 44 pétajoules d'éthane et d'environ cinq pétajoules de gaz naturel par année. Aucune capacité nouvelle de méthanol n'est envisagée pour la période des prévisions à cause de la persistance d'une surcapacité importante dans le monde entier. L'utilisation accrue de méthanol comme combustible ou agent de mélange pourrait justifier l'augmentation de notre capacité avant 2005.

On prévoit que les besoins de charges d'alimentation de l'industrie pétrochimique, en ce qui concerne le gaz naturel, qui étaient d'environ 300 pétajoules en 1985, atteindront 400 pétajoules en 2005. L'utilisation d'éthane passera d'environ 70 pétajoules en 1985 à 126 pétajoules en 2005, époque à laquelle l'exploitation des usines existantes se rapprochera du plein régime et que l'usine d'éthylène supplémentaire sera mise en service.

Nous tenons compte d'une utilisation accrue de gaz de pétrole liquéfiés (GPL) à cause de la plus grande souplesse de la charge d'alimentation dans la production pétrochimique de l'Est du Canada, qui passe de moins de 30 pétajoules en 1985 à légèrement plus de 60 pétajoules en 2005. Le recours au pétrole comme charge d'alimentation diminue d'un montant équivalent et tombe à 100 pétajoules en 2005.

Selon ces projections, les producteurs ont largement recours aux GPL mais il se peut que le prix du pétrole demeure compétitif avec celui des GPL, ou qu'à cause d'autres facteurs, on utilise moins de GPL et plus de pétrole que nous ne l'avons prévu. Ces estimations ne représentent qu'une des options, parmi bien d'autres, qui s'offrent aux producteurs pour fournir une gamme donnée de produits.

Soixante-quinze à 80 pour cent de la demande totale d'asphalte canadien sont destinés au revêtement des routes, et presque tout le reste aux toitures. La demande d'asphalte était tombée à 105 pétajoules en 1984 (approximativement le même niveau qu'en 1970-1971), alors qu'elle était de 146 pétajoules en 1979. Depuis 1979, on constate une baisse presque continue de la demande d'asphalte nouveau, phénomène lié à la faiblesse de l'activité économique en 1980-1982, au ralentissement des travaux routiers, à l'amélioration de l'efficacité d'utilisation de l'asphalte et à un recyclage accru de ce produit pour la construction de routes. En dehors du revêtement des routes, l'asphalte est également utilisé pour les toitures, l'infrastructure des voies ferrées, et l'isolation des conduites d'eau et des câbles de communication souterrains.

Nous nous attendons à ce que dans les 20 prochaines années, le recyclage joue un rôle modérateur important de la demande d'asphalte nouveau, bien qu'il y ait des limites à l'utilisation d'asphalte recyclé dans les revêtements de routes, pour des raisons de qualité. Nous prévoyons que la demande d'asphalte sera de 172 et 176 pétajoules en 2005 dans les scénarios de prix du pétrole élevé et bas, respectivement, et qu'elle augmentera en moyenne d'environ 2,5 pour cent par an. Cependant, comme il y a eu une forte reprise de la demande en 1985, le taux de croissance pendant les 20 ans qui s'écoulent entre 1985 et 2005 n'est que de deux pour cent par an.

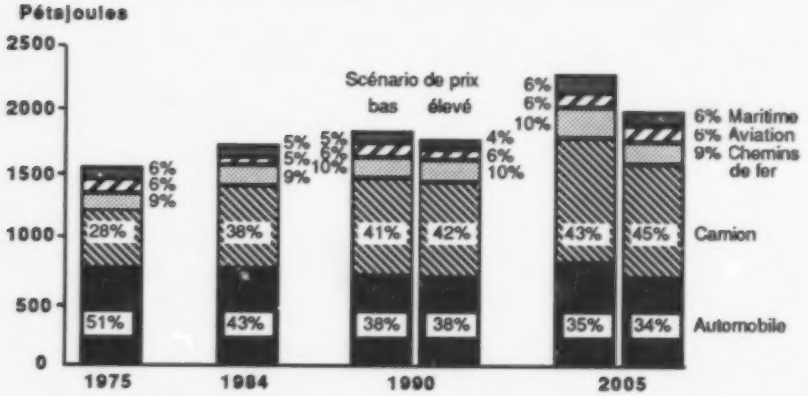
Au nombre des autres produits non énergétiques fabriqués à partir de ressources en énergie, on compte les lubrifiants et les graisses, le coke de pétrole, les produits spéciaux du naphta et d'autres produits du pétrole. Globalement, ils représentent environ 13 pour cent des demandes non énergétiques, et il est prévu que leur croissance annuelle sera de 2,5 et deux pour cent dans le scénario de prix du pétrole bas et celui de prix élevé, respectivement. Nous nous attendons à ce qu'en 2005, l'utilisation de ces divers produits représente moins de deux pour cent des besoins totaux en matière d'énergie.

3.1.6 Secteur des transports

Le secteur des transports comprend le transport routier, ferroviaire, aérien et maritime. En 1984, 26 pour cent de la demande totale au titre de l'utilisation finale et 62 pour cent de la demande de pétrole au titre de l'utilisation finale étaient destinés aux transports. Dans ce secteur, c'est le transport routier qui est le plus important; en effet, en 1984, il a absorbé 81 pour cent de l'énergie utilisée à des fins de transport, contre 75 pour cent, au début des années 1960. La figure 3-1 montre la distribution de l'utilisation d'énergie aux fins de transport par mode de transport. Manifestement, le changement d'utilisation du transport routier a un effet marqué sur le changement de la demande globale de pétrole.

Certains des changements les plus marqués de la demande d'énergie depuis le début des années 1970 se sont produits dans ce secteur, en particulier celui du transport routier. Le comportement de la demande d'énergie pour le secteur des trans-

Figure 3-1
Répartition de la demande de carburant par secteur de transport



Source: Tableau A3-2 en annexe

ports a été différent entre 1973-1980 et 1980-1984. Entre 1973 et 1980, la demande d'énergie pour le secteur des transports a connu une augmentation annuelle de 3,5 pour cent et de près de quatre pour cent pour le transport routier, alors qu'il y a eu une baisse de trois et 2,5 pour cent par an, respectivement, en 1980-1984.

Entre 1971 et 1979, l'augmentation annuelle des ventes de voitures neuves a été de trois pour cent. De 1979 à 1982, ces ventes ont baissé, au total, de 29 pour cent, soit 11 pour cent en moyenne, chaque année. Ceci était dû à l'effet des prix élevés de l'énergie, du faible revenu disponible réel par ménage - il a en fait diminué en 1982 - et des taux d'intérêt supérieurs à 15 pour cent en 1981 et 1982. La conjugaison de ces divers facteurs a incité les gens à retarder le remplacement normal du parc automobile existant ou l'achat de véhicules supplémentaires. Le retard lié au remplacement du parc a suscité une vigoureuse reprise des ventes de voitures neuves en 1983-1985. Le taux de croissance moyen annuel par rapport au niveau de 1982 a été de 17 pour cent jusqu'en 1985 inclus.

Parmi les autres facteurs qui ont influencé la baisse de la demande d'énergie pour le transport routier de 1980 à 1984, citons:

- améliorations très importantes au rendement des carburants utilisés dans les voitures neuves, petites et grandes, auxquelles s'ajoute la tendance persistante à acheter de petites voitures. La part de celles-ci dans les ventes de voitures neuves est passée de 56 pour cent en 1978 à 61 pour cent en 1984.
- une diminution de la consommation énergétique des camions, encore que celle-ci ait été inférieure à celle des automobiles.

Le tableau 3-7 présente certains des principaux facteurs et hypothèses qui influent sur la demande d'énergie pour le secteur des transports, ainsi que les taux de croissance prévus par nous.

Nos prévisions concernant le transport routier font une distinction entre la demande des automobiles et celle des camions. Pour les premières, cette demande dépend du rendement des carburants des voitures neuves, du rapport entre les ventes de petites et de grosses voitures, du taux de remplacement du parc et de la distance parcourue. Dans ces domaines, nos hypothèses reflètent notre opinion qu'il n'y aura pas de renversement majeur des gains en matière de rendement réalisés entre 1973 et 1984 et de l'attitude des consommateurs à l'égard de l'utilisation du pétrole.

Nos projections de l'utilisation d'énergie par les automobiles reposent sur un certain nombre de considérations.

- Dans les deux scénarios de prix, nous prévoyons une augmentation graduelle du nombre de voitures par ménage, qui passera de 1,24 voiture par ménage en 1984 à 1,33 en 2005 dans le scénario de prix élevé du pétrole, et à 1,42 dans celui de prix bas, dans lequel l'augmentation du revenu disponible réel est plus forte. (Aux États-Unis, il y a maintenant 1,49 voiture par ménage.) Plusieurs facteurs pourraient décourager une pénétration plus marquée des voitures si bien que le nombre des voitures par ménage serait inférieur à ce que nous avons projeté. Les prix des voitures neuves ont augmenté plus rapidement que le taux global de l'inflation au cours de ces cinq dernières années et les coûts réels d'exploitation essentiels tels que l'assurance ont sensiblement augmenté.

Tableau 3-7

Demande d'énergie du secteur des transports

(Moyenne des taux annuels de croissance - pourcentage)

	1980-84	1984-1990		1990-2005	
		Scénario de prix bas	élevé	Scénario de prix bas	élevé
Variables explicatives					
Prix réel de l'essence pour moteur	7,1	-2,4	-0,7	-0,1	0,2
Ventes de nouvelles voitures	1,0	4,4	3,4	1,2	1,0
Parc automobile	1,3	2,7	2,5	1,9	1,4
Consommation de carburant au kilomètre					
- nouvelles voitures	-6,4	-0,6	-1,5	-0,5	-0,7
- total des voitures	-4,2	-4,2	-4,5	-0,8	-1,2
Ventes de nouveaux camions	-1,5	6,7	6,4	1,7	1,3
Parc de camions	1,2	3,6	3,5	2,4	2,0
Consommation de carburant au kilomètre - total des camions	0,0 [a]	-0,2	-0,2	-0,6	-0,9
Demande énergétique					
Utilisation par automobile	-5,4	-3,8	-4,1	-0,9	-1,4
Utilisation par camion	-1,6	-0,9	-0,8	-0,6	-0,8
Demande énergétique					
Transport - Total	-3,2	1,0	0,5	1,5	0,8
Route	-2,5	0,7	0,4	1,4	0,7
- Autos	-4,2	-1,1	-1,7	0,9	0,1
- Camions	-0,2	2,7	2,5	1,8	1,2
Chemin de fer	-2,1	3,2	2,5	1,4	1,1
Aviation	-2,7	2,3	1,4	1,8	0,6
Maritime	-13,2	0,9	-1,0	2,5	2,3

Nota: Les chiffres de ce tableau ont été arrondis.
[a] 1982 à 1984

Source: Demande d'énergie - Tableau A3-2 en annexe.

- Le rendement des carburants utilisés dans les voitures neuves, grosses et petites, continue à s'améliorer, bien qu'à un rythme plus lent dans le scénario de prix bas du pétrole que dans l'autre. Nous supposons que le rendement des carburants des voitures neuves s'améliore d'environ un pour cent par an au cours de la période de 1984 à 2005 dans le scénario de prix élevé du pétrole, et d'environ 0,5 pour cent, dans l'autre.

- La part des petites voitures dans les ventes de voitures neuves baisse légèrement de 61 pour cent en 1984 à 58 pour cent en 2005 dans le scénario de prix bas du pétrole mais passe à 65 pour cent en 2005, dans l'autre scénario.

- Il n'y a aucun changement de la distance parcourue par automobile, en dépit des changements des revenus ou des prix. Cet indicateur demeure très stable depuis de nombreuses années, malgré l'évolution considérable des prix de l'énergie et des revenus.

- On prévoit qu'au cours de la période 1984-1990, les ventes de voitures neuves augmenteront annuellement de 3,4 à 4,4 pour cent dans le scénario de prix élevé du pétrole et celui de prix bas, respectivement. Ce taux est nettement supérieur à la croissance moyenne de un pour cent en 1980-1984. Nos prévisions pour 1984-1990 - qui comprennent la reprise de 1985 — concordent dans leurs grandes lignes avec l'expérience du passé. Entre 1990 et 2005, les ventes de voitures neuves augmentent d'environ un pour cent par an dans les deux scénarios de prix.

Le rendement des carburants est le déterminant le plus crucial de la consommation d'énergie des automobiles. De fortes incertitudes entourent l'amélioration attendue de leur rendement des carburants. Si nous supposions qu'il n'y aura pas d'amélioration sur ce plan par rapport aux niveaux de 1984, la demande d'essence pour automobile serait de huit à 16 pour cent supérieure en 2005 - sans tenir compte de changements éventuels du rapport petites/grosses voitures.

Nous supposons qu'il n'y aura aucune augmentation importante des parts du propane et du gaz naturel utilisés pour les véhicules (GNV). Les programmes fédéraux d'incitation à la conversion sont en fin de course, et les niveaux des prix du pétrole dans les deux scénarios font que l'installation de matériel de conversion nécessite une période de récupération assez longue. Cependant, certaines conversions de parcs automobiles peuvent être

encore intéressantes. On prévoit que la part du propane et du GNV dans la demande d'énergie pour le secteur routier passera de 0,9 pour cent en 1984 à 1,7 pour cent en 2005 dans le scénario de prix bas du pétrole, et à 3,2 pour cent dans l'autre scénario. Nous estimons qu'en 2005, 240 000 et 400 000 voitures utiliseront le propane ou le GNV dans le scénario de prix bas du pétrole et celui de prix élevé, respectivement, soit un et deux pour cent du parc automobile, cette année-là. (Dans notre Rapport de septembre 1984, nous avions prévu que le propane et le GNV détiendraient cinq pour cent du marché des carburants en 2005 et seraient utilisés par environ 560 000 voitures, soit trois pour cent du parc. Cette projection concordait avec les projections de prix plus élevé du pétrole présentées dans ce rapport.)

D'après nos hypothèses, il y aura une baisse de la demande d'énergie pour les voitures de 1,1 à 1,7 pour cent par an entre 1984 et 1990, mais cette demande augmentera de 0,1 à un pour cent au cours des 15 années suivantes (tableau 3-7). En 1990 (2005) la demande d'énergie pour les voitures est de 674 (680) et 698 (798) pétajoules dans le scénario de prix élevé et celui de prix bas du pétrole, respectivement, au lieu de 747 pétajoules en 1984.

Les ventes de camions neufs devraient augmenter d'environ 6,5 pour cent par an entre 1984 et 1990, puis ralentir et être de l'ordre de 1,5 pour cent par la suite. La projection pour la période de 1984 à 1990 semble constituer un renversement considérable par rapport à l'expérience vécue de 1980 à 1984 (tableau 3-7). Cependant, la tendance des ventes de camions neufs de 1971 à 1984 a été semblable à celle des voitures. Entre 1971 et 1979, l'augmentation des ventes de camions neufs a été en moyenne de près de 12 pour cent par an. De 1979 à 1982, ces ventes ont diminué de 19 pour cent par an, et en 1982, elles étaient inférieures au niveau de 1973. Grâce à la vigueur de la reprise après la récession de 1981-1982, les ventes de camions ont augmenté de 24 pour cent par an entre 1982 et 1985. L'estimation de 6,5 pour cent pour la période de 1984 à 1990 tient compte d'un gain de 26 pour cent en 1985. Ces augmentations projetées des ventes de camions se traduisent par une augmentation annuelle du parc de camions, entre 1984 et 1990, de 3,5 pour cent en moyenne; elle ralentit ensuite et se situe entre deux et 2,4 pour cent pendant la période de 1990 à 2005.

La fin des années 1970 et le début des années 1980 ont été marquées par les progrès réalisés dans le transport par camion qui ont donné lieu à des gains sur le plan du rendement des carburants. Des changements de conception ont alors été adoptés et les charges ont été organisées de manière à accroître au maximum le rendement des camions sur le plan de la consommation énergétique. Ceci est vrai de tous les types de camions, mais en particulier des camions diesel de plus de 15 tonnes, utilisés pour les transports sur de longues distances. Ces améliorations, associées au fait que l'utilisation de camions pour le transport des marchandises restreint les possibilités de gains en matière de rendement des carburants découlant de la réduction du poids, nous ont amenés à prévoir que le rendement des carburants du parc de camions s'améliorera de 0,2 à un pour cent au cours de cette période. Pour les camions légers fonctionnant à l'essence, ces gains de rendement sont de un pour cent par an au cours des 20 prochaines années dans le scénario de prix élevé du pétrole, mais ils tombent à 0,6 pour cent après 1990 dans l'autre scénario. Pour les camions diesel extra-lourds, nous prévoyons des améliorations de 0,8 pour cent dans le scénario de prix élevé du pétrole au cours de ces mêmes 20 années; dans l'autre scénario, l'amélioration n'est que de 0,5 pour cent entre 1990 et 2005.

Étant donné les gains plus réduits en matière de rendement des carburants que nous avons supposés pour les camions par rapport aux voitures, et compte tenu des besoins croissants de transport de marchandises par camion, nous prévoyons que la demande d'énergie pour l'utilisation des camions augmentera d'environ 2,5 pour cent par an entre 1984 et 1990 dans les deux scénarios de prix, pour tomber ensuite à 1,8 et 1,2 pour cent par an en 1990-2005 dans le scénario de prix bas du pétrole et celui de prix élevé, respectivement.

Il y a peu de différences dans la répartition du parc entre camions lourds et légers, et entre camions à l'essence et camions diesel, dans les deux scénarios. La part des camions diesel se maintient à environ quatre pour cent pendant toute la période de prévision. Ce fait, plus l'amélioration plus modeste du rendement des camions diesel par rapport aux camions à essence que nous supposons, se traduira par une augmentation de la part du diesel dans la demande d'énergie pour utilisation routière qui passera ainsi de 17 pour cent en 1984, à environ 25 pour cent en 2005, dans les deux scénarios de prix du pétrole.

Au total, nous prévoyons que la demande d'énergie pour le transport routier augmentera en moyenne de

0,4 à 0,7 pour cent par an entre 1984 et 1990 dans le scénario de prix élevé du pétrole et celui de prix bas, respectivement. De 1990 à 2005, la croissance de la demande est un peu plus forte (0,7 et 1,4 pour cent dans le scénario de prix bas du pétrole et celui de prix élevé, respectivement), car les gains en matière de rendement des carburants vont en diminuant.

Dans le cas de référence de notre Rapport de septembre 1984, nous prévoyions que la demande d'énergie pour le transport routier baisserait de près de un pour cent par an jusqu'en 1990, pour augmenter de légèrement moins de un pour cent par an par la suite. La raison principale de cette croissance beaucoup plus faible dans le Rapport de 1984 tient à ce qu'elle s'appuie sur l'hypothèse d'améliorations beaucoup plus marquées du rendement des carburants, elle-même fondée sur une projection de prix du pétrole plus élevés.

En 1984, les transports aériens représentaient neuf pour cent de la demande d'énergie dans le secteur des transports et les transports ferroviaires et maritimes, cinq pour cent chacun.

Les compagnies aériennes ne s'attendent pas à ce que l'augmentation rapide de la consommation d'énergie des années 1960 et 1970 se renouvelle. Les coûts élevés de carburant et l'effet de la récession de 1981-1982 sur le transport aérien ont amené cette industrie à faire un effort considérable de rationalisation en augmentant les facteurs de charge et en modifiant leur flotte pour faire place à des aéronefs à meilleur rendement. On s'attend à ce que l'augmentation des kilomètres-passagers soit modeste comparée à celle des 20 dernières années, mais l'incertitude continue à planer en ce qui concerne les effets de la déréglementation sur la demande de voyages aériens, l'exploitation des compagnies aériennes et la demande d'énergie. Selon certains analystes, l'amélioration de la gestion des charges et le ralentissement de l'augmentation des voyages signifient que la demande d'énergie des compagnies aériennes augmentera peu au cours des 20 prochaines années. Nous ne faisons pas nôtre un point de vue aussi extrême; nous prévoyons que la demande d'énergie dans le secteur aérien augmentera en moyenne de un pour cent entre 1984 et 2005 dans le scénario de prix élevé du pétrole, et de deux pour cent, dans l'autre scénario.

Le transport ferroviaire et maritime sert surtout à transporter des marchandises en vrac telles que les céréales, le charbon, le minerai de fer et les billes de bois, encore que le rail soit aussi parfois utilisé pour transporter certains produits manufacturés. Conformément à l'expérience récente dans ces secteurs, nous nous attendons à ce que la demande d'énergie soit en retard par rapport à la croissance de la production, et atteigne en moyenne 1,9 pour cent et 1,5 pour cent pour le transport ferroviaire dans le scénario de prix bas du pétrole et celui de prix élevé, respectivement, pour la période de 1984 à 2005; elle devrait être de deux et 1,3 pour cent, respectivement, pour le secteur maritime.

Sommaire

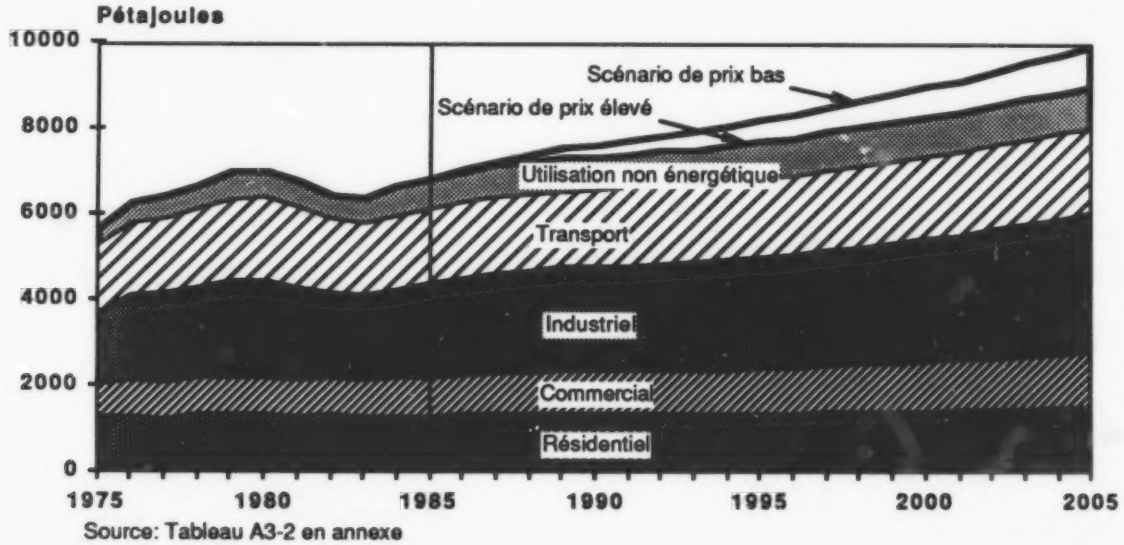
La figure 3-2 présente la demande totale d'énergie au titre de l'utilisation finale pour le Canada, selon les prévisions dans nos deux scénarios de prix du pétrole. Dans le cas d'un prix élevé au cours de la période 1984-2005, cette augmentation est de 1,5 pour cent en moyenne, alors qu'elle est de 1,9 pour cent dans le scénario de prix bas du pétrole. En 2005, ceci se traduit par une différence de dix pour cent entre les niveaux de la demande nationale d'énergie au titre de l'utilisation finale. Exprimées en termes de demande d'énergie par unité de production - ou d'intensité énergétique - les deux projections montrent une baisse régulière de 0,8 pour cent et un pour cent par an par rapport aux niveaux actuels, dans le scénario de prix bas du pétrole et celui de prix élevé, respectivement.

Il n'y a pas beaucoup de différences entre les deux scénarios de prix du pétrole en ce qui concerne la demande d'énergie, en dépit de la différence assez importante des prix du pétrole entre les deux. Ceci s'explique surtout par le fait que nous considérons que la demande réagira peu aux différences des prix de l'énergie. Un certain nombre de facteurs justifient cette attente.

Les facteurs structurels jouent aujourd'hui un rôle de plus en plus important dans la détermination de la demande d'énergie. Dans les secteurs résidentiel et commercial, les caractéristiques des bâtiments existants jouent un rôle majeur dans l'établissement de cette demande, et ces caractéristiques ne sont pas sensibles aux changements futurs des prix et des revenus. Les mêmes arguments valent pour le secteur industriel, où les procédés existants, l'équipement et les caractéristiques des machines continueront à influer sur la demande future. D'autre part, les consommateurs continueront à être favorables aux économies d'énergie, étant donné l'incertitude des prix futurs. On s'attend à ce que les changements technologiques continuels ajoutent aux gains en matière de rendement des carburants réa-

Figure 3-2

Demande énergétique globale pour utilisation finale



Source: Tableau A3-2 en annexe

lisés dans les années 1970 et au début des années 1980.

Quelle que soit le scénario de prix, les parts sectorielles de la demande d'énergie ne sont pas différentes, encore qu'elles changent au cours de la période des prévisions. Entre 1984 et 2005, la part de la demande au titre de l'utilisation finale pour le secteur résidentiel tombe de 19 à 17 pour cent; celle du secteur commercial augmente de 13 à 14 pour cent. La demande d'énergie pour le secteur industriel passe de 32 à 36 pour cent; celle des transports diminue de 26 à 22 pour cent. Les besoins non énergétiques (pétrochimiques) se maintiennent à 10 pour cent de la demande au titre de l'utilisation finale pendant toute la période étudiée.

La production et le revenu pourraient être très différents de nos projections et influer directement sur le niveau de la demande d'énergie. Il est concevable que la fourchette de la future demande d'énergie soit beaucoup plus large que celle que nous avons présentée ici, ce qui signifie qu'en 2005, cette demande pourrait être inférieure ou supérieure à la fourchette des 9 000 à 10 000 pétajoules.

3.2 Demande d'énergie au titre de l'utilisation finale par combustible et par région

Au cours de la dernière décennie, les caractéristiques d'utilisation des combustibles ont été complètement bouleversées au Canada. L'abandon du pétrole au profit de l'électricité, du gaz naturel et d'autres combustibles, qui s'est produit en réaction à la flambée des prix réels en 1973-1974 et 1979-1980 est étayé par une foule de documents.

Il est difficile de discuter d'une manière un tant soit peu détaillée de l'évolution des demandes de combustibles sans examiner le cas de chaque région. En dehors des transports, les besoins de combustibles de chaque région varient car ils dépendent en partie des différences des structures industrielles existant entre elles.

Le pétrole continue à satisfaire une part importante de la demande d'énergie sur les marchés de l'Atlantique, alors qu'au Québec, la présence de gaz naturel et de ressources hydroélectriques abondantes favorise la concurrence entre combustibles. Le gaz naturel est abondamment utilisé dans l'Ouest, bien qu'en Colombie-Britannique et au Manitoba, l'hydroélectricité offre une solution de rechange compétitive.

L'augmentation des prix des formes d'énergie traditionnelles au cours des années 1970 et au début des années 1980 a stimulé l'intérêt pour les sources d'énergie renouvelable et de remplacement. Un exemple frappant nous en est donné par l'utilisation du bois pour le chauffage résidentiel dans les provinces de l'Atlantique. Un autre est celui des déchets de bois et de la liqueur noire

utilisés dans l'industrie des pâtes et papiers.

Dans la section suivante, nous présentons nos vues sur les perspectives qui s'offrent aux sources d'énergie de remplacement; nous passons ensuite à une analyse régionale de la demande d'énergie au titre de l'utilisation finale en nous attachant particulièrement aux caractéristiques des marchés régionaux qui influent sur le choix du combustible, et nous terminons par un sommaire des perspectives à l'échelon national.

3.2.1 Énergies de remplacement

Les énergies de remplacement comprennent les déchets de bois et la liqueur noire, le bois, l'énergie solaire, l'énergie éolienne et les ordures ménagères.

Dans le Rapport de 1984, nous avons examiné les perspectives qui s'offraient aux sources d'énergie de remplacement de tous types, y compris l'énergie renouvelable. Nos vues sur les coûts des diverses formes d'énergie de remplacement, et sur les conditions de pénétration de ces formes d'énergie, n'ont pas changé.

Le degré de pénétration des sources d'énergies de remplacement dépend de leurs coûts, par rapport à ceux des autres formes d'énergie. Aucune donnée nouvelle ne nous incite à modérer les estimations du coût réel des formes d'énergie de remplacement que nous avons présentées dans le Rapport de septembre 1984. Comme nos prévisions actuelles se caractérisent par une augmentation plus lente du prix réel de l'énergie traditionnelle, la pénétration des énergies de remplacement nous inspire maintenant moins d'optimisme.

Dans nos scénarios de prix bas et de prix élevé du pétrole, nous nous attendons à ce que les diverses formes d'énergie renouvelables représentent six et sept pour cent, respectivement, de la demande d'énergie au titre de l'utilisation finale en 2005, c'est-à-dire environ la même proportion qu'en 1984 et que celle qui avait été projetée pour 2005 dans le Rapport de 1984.

Les résidus du bois et la liqueur noire sont devenus une source d'énergie importante pour le secteur des produits forestiers. Bien que nous nous attendions à ce qu'ils continuent à jouer un rôle important dans la satisfaction des besoins futurs de ce secteur, l'utilisation accrue de la production thermomécanique de pulpe et les contraintes à long terme imposées à la production de l'industrie forestière - en particulier en Colombie-Britannique - limiteront probablement le développement de l'utilisation de résidus du bois et de liqueur noire.

L'utilisation du bois dans le secteur résidentiel a considérablement augmenté depuis le milieu des années 1970. Cependant, comme les projections des prix du pétrole et du gaz naturel sont nettement inférieures à celles des années passées - et qu'on ne s'attend pas à ce que les prix réels du pétrole remontent aux niveaux de 1981 dans les 20 prochaines années - il est peu probable qu'une augmentation importante de l'utilisation du bois se poursuive dans le secteur résidentiel. Il est vraisemblable que la part qu'il occupe dans l'utilisation d'énergie de ce secteur se maintienne au niveau actuel de trois pour cent.

Il devient de plus en plus difficile pour les municipalités de se débarrasser des ordures ménagères. Beaucoup de celles-ci envisagent de construire des usines qui utiliseraient ces déchets solides pour produire de l'électricité; cependant, des obstacles se posent, sur le plan de l'environnement, à ce qu'on leur trouve des emplacements acceptables. Nous supposons que quelques-unes seront construites et avons inclu environ 35 pétajoules d'énergie produits par ces usines municipales dans nos deux scénarios de prix.

Nous incluons également une quantité minimale d'énergie solaire et d'énergie provenant de sources agricoles et prévoyons que cette production passera de un pétajoule en 1984 à neuf pétajoules en 2005.

Des progrès technologiques qui permettent de réduire le coût de ces formes d'énergie pourraient augmenter la part des ressources en énergies de remplacement et des ressources renouvelables beaucoup plus que nous l'avons prévu dans nos scénarios de prix de l'énergie.

Des considérations d'ordre régional - en particulier en ce qui concerne les sources d'énergie de remplacement disponibles - peuvent favoriser le développement et l'utilisation de formes d'énergie renouvelable et autres formes non traditionnelles dans certaines régions, de préférence à d'autres. Grâce aux progrès technologiques, il se peut également que l'utilisation, à petite échelle, de l'énergie solaire ou éolienne, soit possible dans certaines régions. Nous nous attendons cependant à ce que la perspective d'une augmentation simplement modérée des prix de l'énergie traditionnelle par rapport à leur niveau relativement faible actuel, empêcheront une plus forte pénétration des énergies de remplacement et des énergies renouvelables, sous leurs diverses formes. Nous ne prévoyons cependant pas une détérioration du

niveau des besoins d'énergie satisfaits grâce aux ressources renouvelables.

3.2.2 Région de l'Atlantique

Depuis le début des années 1970, la région de l'Atlantique a beaucoup progressé vers la réduction de la dépendance à l'égard du pétrole. La part du pétrole dans la demande au titre de l'utilisation finale est tombée de 82 pour cent en 1973 à 64 pour cent en 1984. Bien qu'il y ait eu une certaine désaffection au profit de l'électricité, l'essentiel de ce changement est dû à une utilisation accrue du bois dans le secteur résidentiel et des déchets de bois dans le secteur industriel. Pendant la période des prévisions, jusqu'en 2005, nous nous attendons, dans le scénario de prix élevé du pétrole, à ce que la part du bois dans la demande d'énergie pour le secteur résidentiel, qui était de 24 pour cent en 1984, passe à 29 pour cent, aux dépends du pétrole, à cause du prix plus élevé de celui-ci. Dans le scénario de prix bas du pétrole, le bois conserve à peu près la place qu'il occupe actuellement. Nous nous attendons à ce que toute pénétration plus importante du bois que ce que nous avons montré soit restreinte à cause des difficultés d'approvisionnement et de son prix relativement élevé.

Les parts de l'énergie dans le secteur industriel sont pratiquement les mêmes dans les deux scénarios de prix. Celle de l'électricité augmente de 28 pour cent en 1984 à 36 pour cent en 2005, reflétant son utilisation accrue par l'industrie des pâtes et papiers qui représente plus de la moitié de la demande d'énergie de la région de l'Atlantique dans le secteur industriel. L'électricité accroît sa part aux dépens des résidus du bois et de la liqueur noire grâce à l'utilisation accrue de nouvelles technologies dans l'industrie des pâtes et papiers, et à la fin des possibilités d'utilisation de la vapeur dans le secteur industriel à cause de la fermeture de l'usine d'eau lourde en Nouvelle-Écosse.

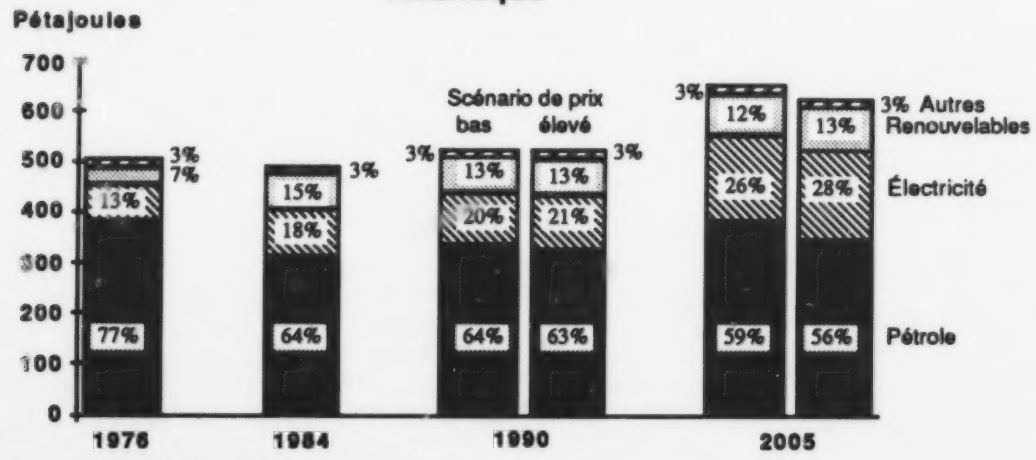
Dans les deux scénarios de prix, compte rendu du rendement relatif, le pétrole est moins coûteux que l'électricité dans les secteurs résidentiel, commercial et industriel, mais l'incertitude qui entoure les prix futurs de pétrole continuera probablement à influencer le choix des consommateurs.

La figure 3-3 présente les niveaux et les parts projetées de la demande au titre de l'utilisation finale (y compris la demande du secteur des transports) dans la région de l'Atlantique.

3.2.3 Québec

Le marché de l'énergie au Québec s'est caractérisé, ces dernières années, par une intense concurrence entre le gaz naturel et l'électricité. Avec la construction du pipeline de gaz naturel et de raccorde-

Figure 3-3
Demande énergétique pour utilisation finale par combustible
Atlantique



Source: Tableau A3-6 en annexe

ments dans la province, les services publics de gaz naturel ont offert des incitations à son utilisation sur le marché provincial. En outre, des programmes fédéraux tels que le Programme de remplacement du pétrole - Canada ont aussi encouragé l'abandon du pétrole. Au cours de cette période, Hydro-Québec a eu un excédent d'électricité qui a été commercialisé en offrant des incitations à la conversion aux calorifères résidentiels et aux chaudières industrielles électriques ou hybrides. A cause de cela, environ cinq pour cent du parc domiciliaire du Québec dispose actuellement d'un système de chauffage hybride. Dans le secteur industriel, le système qui en est résulté est encore plus souple car de nombreuses usines peuvent maintenant utiliser le mazout lourd, le gaz naturel ou l'électricité.

Comme la région de l'Atlantique, le Québec a fait de gros efforts pour réduire sa dépendance à l'égard du pétrole entre 1973 et le début des années 1980. La part du pétrole dans la demande d'énergie au titre de l'utilisation finale est tombée de 73 pour cent en 1973 à 47 pour cent en 1984. La plus grande disponibilité du gaz naturel, à laquelle s'ajoutaient les programmes de subvention du gouvernement fédéral et les incitations des services publics d'électricité et de gaz naturel, ont porté la part de l'électricité de 19 pour cent en 1973 à 32 pour cent en 1984, et celle du gaz naturel de 5 à 12 pour cent.

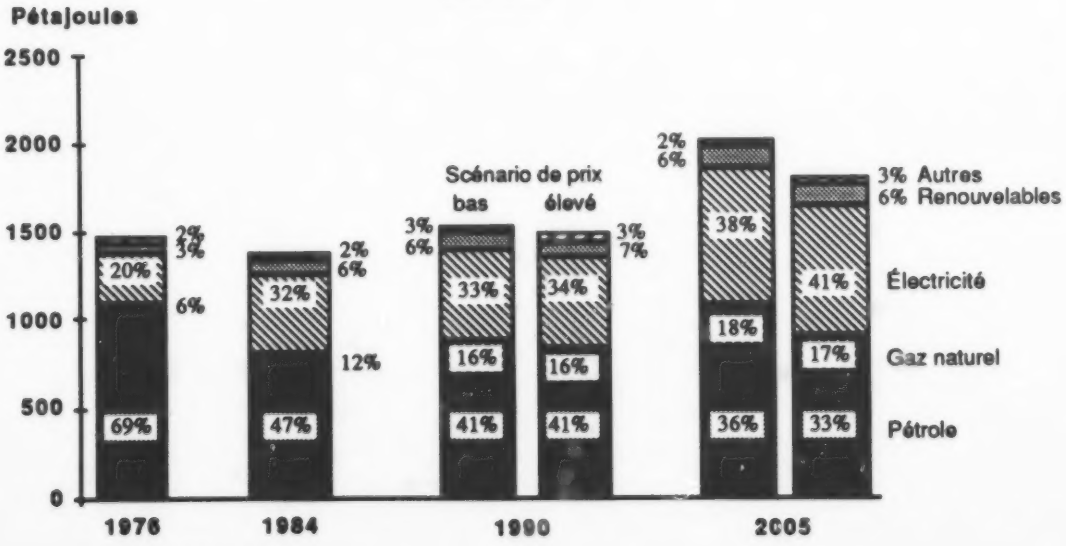
La plupart des plans d'incitation offerts par les services publics ont maintenant pris fin, et le marché du gaz naturel a acquis de la maturité. Le choix du combustible, sur la plupart des marchés québécois, sera donc maintenant surtout guidé par les prix relatifs non subventionnés des combustibles.

A long terme, nous nous attendons à ce que la part de l'électricité et du gaz naturel augmente aux dépends du pétrole, dans les deux scénarios de prix. La figure 3-4 montre les niveaux et la distribution des demandes de combustible dans ces deux scénarios. Dans le scénario de prix élevé du pétrole, le prix relatif de l'électricité est plus favorable que dans l'autre, ce qui lui permet de s'attribuer une part quelque peu supérieure (41 pour cent) de la demande au titre de l'utilisation finale que dans le scénario de prix bas (38 pour cent).

Dans le secteur résidentiel au Québec, l'utilisation du pétrole continue à diminuer dans les deux cas, et

Figure 3-4

Demande énergétique pour utilisation finale par combustible
Québec



Source: Tableau A3-6 en annexe

les conversions se font surtout au profit de l'électricité. Nous ne nous attendons pas à ce que de nombreux résidents du Québec cessent de préférer l'électricité au gaz naturel comme combustible de chauffage dans les maisons unifamiliales et les petits bâtiments à logements multiples - en dépit du prix plus avantageux du gaz naturel. Cependant, les grands immeubles d'appartements peuvent préférer le gaz naturel à l'électricité à cause de l'avantage de prix dus aux différents barèmes utilisés dans les services publics pour ces deux combustibles. Actuellement, environ 11 pour cent des besoins résidentiels sont assurés grâce au bois dont la part ne devrait augmenter que légèrement, étant donné les prix des autres formes d'énergie.

L'utilisation d'énergie dans le secteur industriel est profondément influencée par la composition de ce secteur dans la province. Il est probable que les changements axés sur les procédés aient un effet marqué sur la répartition de la demande de combustible dans l'industrie. En 1984, les pâtes, les papiers, la fonte et l'affinage représentaient plus de 50 pour cent de la demande d'énergie dans le secteur industriel. On s'attend à ce que l'adoption de la méthode thermo-mécanique réduise les besoins des pâtes et papiers en matière de déchets de bois et de pétrole au profit de l'électricité. L'industrie de la fonderie utilisera surtout l'électricité. La construction de nouvelles fonderies accroîtra les besoins de ce secteur, mais le remplacement des vieilles usines par des méthodes de traitement plus efficaces compensera en partie la demande additionnelle des usines nouvelles.

Hydro-Québec vend actuellement son électricité excédentaire au secteur industriel de la province. Ces ventes, d'environ 37 pétajoules, prendront fin en 1989, époque à laquelle les consommateurs utiliseront peut-être le gaz naturel pour répondre en partie à ce besoin. A long terme, du fait des changements des méthodes industrielles et des usines mentionnés ci-dessus, la part de l'électricité dans la demande du secteur industriel devrait se maintenir entre 47 et 49 pour cent.

A court terme, nous nous attendons à une concurrence intense entre le gaz naturel et le mazout lourd dans la partie du marché industriel capable d'utiliser deux combustibles différents. En 1986, on constate déjà que certaines charges de gaz naturel ont été remplacées par du mazout. Étant donné la diminution récente des prix du mazout lourd, la déréglementation des prix du gaz naturel et la capacité d'utilisation d'autres énergies sur le marché industriel québécois, l'avenir est extrêmement incertain en ce qui concerne le partage du marché dans ce secteur. D'après nos projections, nous supposons une diminution constante à long terme de l'utilisation de mazout lourd, ce qui concorde avec notre hyothèse que les prix du gaz naturel suivront ceux du mazout lourd - en particulier dans le secteur industriel.

3.2.4 Ontario

En Ontario, le gaz naturel et l'électricité sont en concurrence, aussi bien pour les conversions que pour les nouveaux marchés, mais à un degré moindre qu'au Québec. L'Ontario est le plus grand marché régional d'énergie et représente plus de 35 pour cent de la demande nationale. C'est elle qui a la plus forte demande de toutes les régions de pétrole et de gaz naturel, bien qu'il consomme un peu moins d'électricité que le Québec. Comme dans les autres régions, quel que soit le scénario de prix du pétrole, il y a peu de différences entre les parts des combustibles (figure 3-5). On prévoit que les parts de l'électricité et du gaz naturel augmenteront de quatre points de pourcentage chacune, pour atteindre 20 et 34 pour cent respectivement en 2005, alors que le pétrole perdra de huit à dix points de pourcentage, et tombera à environ 29 pour cent de la demande au titre de l'utilisation finale.

Malgré des perspectives inférieures quant aux prix du pétrole, le gaz naturel et l'électricité conservent un avantage de prix sur le pétrole dans le secteur résidentiel. De même, après rajustement en fonction du rendement relatif, ces deux combustibles coûtent moins cher que le pétrole dans le secteur commercial. Dans le secteur industriel, les prix du gaz naturel et du mazout lourd rajustés en fonction du rendement relatif sont équivalents; les deux sont légèrement inférieurs aux prix de l'électricité.

Dans le secteur résidentiel, nous prévoyons que les conversions se poursuivront aux dépens du pétrole - elles seront plus prononcées dans le scénario de prix élevé du pétrole, où la part de ce combustible tombe de 17 pour cent en 1984 à quatre pour cent en 2005 (au lieu de huit pour cent, dans l'autre scénario). Dans les deux cas, la part du gaz naturel dans la demande d'énergie pour le secteur résidentiel atteint 47 pour cent en 2005. Dans le scénario de prix élevé du pétrole, l'électricité grignote la part du pétrole, et atteint 40 pour cent (au lieu de 35 pour cent dans le scénario de prix bas). Le gaz naturel conserve un avantage de prix sur l'électricité, après rajustement en fonction du rendement relative, mais le choix du

combustible lors de la construction de nouveaux logements peut refléter les coûts en capital relatifs des différents systèmes de chauffage au moins autant que les coûts escomptés de combustible. Pour de nombreux bâtiments, il est moins coûteux d'installer le chauffage électrique que des systèmes de chauffage au gaz naturel; dans certains cas, ce facteur peut déterminer le choix du combustible pour les logements neufs.

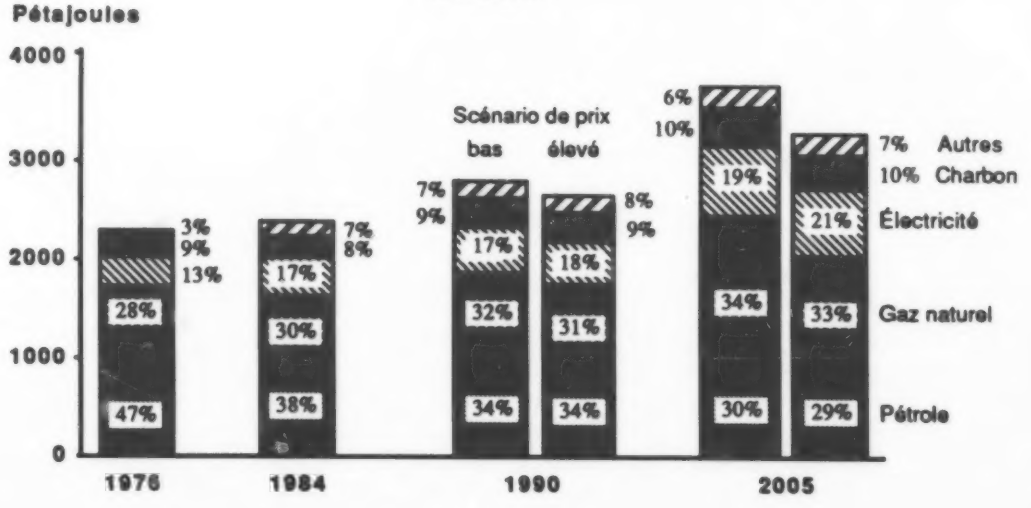
Dans le secteur industriel de l'Ontario, le fer et l'acier combinés avec les pâtes et papier représentent environ 45 pour cent des besoins en matière d'énergie. Nous nous attendons à une certaine pénétration des méthodes thermo-mécaniques de production de pâte, ce qui entraînera l'abandon du diesel et des déchets de bois au profit de l'électricité. Dans les deux scénarios, les prix du gaz naturel sont très compétitifs lorsqu'on les compare à ceux d'autres combustibles, ce qui fait que le gaz naturel s'empare de près de 40 pour cent du marché industriel en 2005 alors que sa part était de 35 pour cent en 1984. La part de l'électricité demeure voisine de 20 à 22 pour cent. De nouvelles initiatives de Ontario Hydro ou d'autres changements technologiques en faveur de procédés consommant plus d'électricité pourraient faire que la part de ce combustible dépasserait les niveaux prévus par nous.

3.2.5 Provinces des Prairies

Les besoins d'énergie de l'Alberta et l'utilisation du gaz naturel dominent le profil des combustibles, dans le cas des provinces des Prairies. La figure 3-6 illustre les niveaux et la répartition de la demande de combustible dans les deux scénarios de prix du pétrole. Nous nous attendons à ce que, au Manitoba comme en Saskatchewan, la part de l'électricité augmente dans les deux scénarios de prix du pétrole (grâce, surtout, au secteur résidentiel). Les parts des divers combustibles pour l'ensemble de la région ne sont pas sensiblement différentes d'un scénario de prix à l'autre; dans les deux cas, il y a une tendance à long terme au remplacement du pétrole par l'électricité.

Dans le secteur résidentiel manitobain, il y a quelques variations mineures des parts selon le scénario, car le prix de l'électricité par rapport à celui du pétrole et du gaz est plus favorable dans le scénario de prix élevé que dans l'autre. Dans le cas d'un prix élevé du pétrole, la part de l'électricité passe de 34 pour cent en 1984 à 44 pour cent en 2005, au lieu de 39 pour cent dans l'autre scénario. Les changements sont moins marqués en Saskatchewan, où on s'attend à ce que la part du

Figure 3-5
Demande énergétique pour utilisation finale par combustible
Ontario



Source: Tableau A3-6 en annexe

gaz naturel, qui représente la moitié de la demande pour le secteur résidentiel, se maintienne pendant toute la période des prévisions. La domination du gaz naturel dans le secteur résidentiel de l'Alberta (72 pour cent en 1984) devrait se poursuivre pendant toute cette période, quelle que soit le scénario de prix. Les prix du gaz naturel conservent un avantage marqué sur ceux de l'électricité dans cette province, ce qui devrait confirmer le choix actuel du gaz naturel pour le chauffage résidentiel.

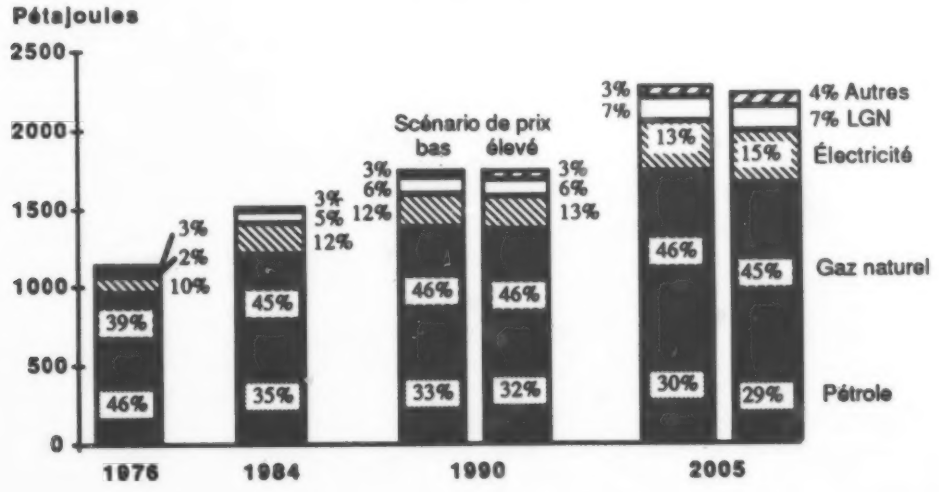
Le gaz naturel est le principal combustible utilisé dans le secteur industriel en Saskatchewan comme en Alberta. C'est l'électricité qui s'attribue la part la plus importante au Manitoba, ce qui témoigne de la différence de structure industrielle entre les provinces. Dans ces provinces, les industries à forte consommation d'énergie comprennent le raffinage du pétrole, l'industrie chimique, l'exploitation des mines, les pâtes et papiers et la fonderie. En Alberta et en Saskatchewan, l'exploitation des mines domine le secteur industriel et consomme beaucoup de gaz naturel, alors que les pâtes et papiers (qui utilisent des déchets de bois et du carburant diesel) et les autres industries manufacturières (gros consommateurs d'électricité) sont importantes au Manitoba. Nous nous attendons à ce que l'utilisation du pétrole continue à décliner dans ces trois provinces. La réduction de la part de ce combustible sera compensée par des augmentations égales des parts du gaz naturel et de l'électricité au Manitoba et en Saskatchewan, et par une augmentation de la part du gaz naturel en Alberta.

3.2.6 Colombie-Britannique, Yukon et Territoires du Nord-Ouest

Les parts revenant aux divers combustibles en Colombie-Britannique se rapprochent plus de celles de l'Ontario que de l'Alberta car le gaz naturel ne domine pas l'utilisation d'énergie au point où il le fait en Alberta. La figure 3-7 illustre les parts et les niveaux des combustibles pour la Colombie-Britannique, le Yukon et les Territoires du Nord-Ouest.

Dans le secteur résidentiel, c'est au gaz naturel que revient actuellement la part la plus importante des combustibles - 41 pour cent. Dans les deux scénarios de prix du pétrole, nous nous attendons à ce que cette part atteigne environ 47 pour cent car le rôle du pétrole comme combustible continue à diminuer dans le chauffage résidentiel. On s'attend à ce que le bois conserve sa part, qui est de 10 pour cent, pendant toute la période. Les coûts comparatifs de l'électricité, du gaz naturel, et du bois dans les zones urbaines les plus importantes montrent qu'il est peu probable que les conversions au bois continueront à être économiques.

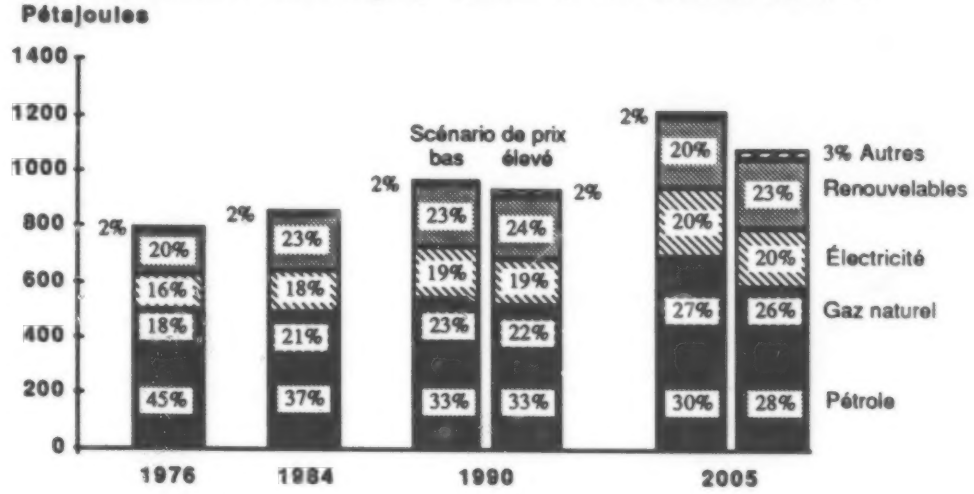
Figure 3-6
Demande énergétique pour utilisation finale par combustible
Prairies



Source: Tableau A3-6 en annexe

Figure 3-7

Demande énergétique pour utilisation finale par combustible Colombie-Britannique, Yukon et Territoires du N-O



Source: Tableau A3-6 en annexe

Nous n'incluons pas un gazoduc pour le transport de gaz naturel à l'île Vancouver dans nos projections. Si ce projet a une suite, le gaz naturel remplacerait probablement l'électricité utilisée pour le chauffage sur le marché résidentiel au bout de 10 ou 15 ans, si bien que la part du gaz naturel serait plus importante que celle que nous avons prévue.

Le secteur industriel est dominé par l'industrie des pâtes et papiers, qui représentait 63 pour cent de l'utilisation d'énergie dans le secteur industriel en 1984. Les fonderies et les raffineries viennent au second rang, avec huit pour cent. Nous n'avons pas prévu d'installations de fonderie supplémentaires ou d'extensions importantes connexes de production d'électricité.

Il est probable que les procédés thermo-mécaniques et chimo-thermo-mécaniques de production de pulpe seront adoptés dans l'industrie des pâtes et papiers, et nous avons inclus une certaine augmentation de la demande d'électricité pour satisfaire ces besoins. Cependant, le calendrier demeure incertain et pourrait influer sur nos projections. Nous supposons également que l'industrie forestière et celle des pâtes et papiers verront leur production soumise à des contraintes physiques au cours des années 1990, ce qui limitera l'augmentation de leur demande d'énergie. Les restrictions physiques imposées à la production de déchets de bois et de liqueur noire entraînent une baisse graduelle de leur part de l'énergie industrielle, qui tombe de 48 pour cent au milieu des années 1980 à 40 et 45 pour cent en 2005 dans le scénario de prix bas et celui de prix élevé, respectivement.

Tenant compte de ces facteurs et d'autres éléments de la demande industrielle, nous prévoyons que la part du gaz naturel dans cette demande augmentera graduellement de 16 pour cent en 1984 à 21 et 23 pour cent en 2005, dans les deux scénarios de prix du pétrole.

L'utilisation d'énergie au Yukon et dans les Territoires du Nord-Ouest est totalement tributaire du pétrole et de l'électricité. A supposer qu'il n'y ait pas de développement important des régions pionnières et compte tenu d'un peuplement caractérisé par de petites collectivités très éparpillées, nous ne nous attendons pas à ce qu'il y ait un changement des composantes de la demande de combustible au Yukon et dans les Territoires du Nord-Ouest.

3.2.7 Canada

Bien que les prix relatifs soient devenus plus favorables au pétrole qu'ils ne l'étaient ces dernières années et qu'on prévoie qu'ils le demeureront, il est probable que les consommateurs continueront à délaisser le pétrole à cause de l'incertitude qui entoure les prix de ce combustible et de leur crainte de les voir

augmenter comme ils l'ont fait dans le passé.

Dans les deux scénarios de prix, on prévoit une substitution au profit de l'électricité, du gaz naturel et, dans une moindre mesure, d'autres combustibles. Nous n'avons pas supposé de différence quant aux sources de combustible disponibles entre les deux scénarios. De ce fait, la différence des parts des divers combustibles entre les deux cas est assez réduite (voir tableau 3-8). En revanche, les volumes de combustibles utilisés manifestent des variations plus prononcées selon le scénario retenu, ce qui est dû à l'effet des revenus et des prix sur la demande globale d'énergie examiné dans la section 3.1. (Figure 3-8)

Nos projections montrent qu'en 2005, il y aura une augmentation du niveau de la consommation de pétrole par rapport à 1984, mais une diminution de sa part de la demande globale. Le fait que le secteur des transports continuera à dépendre des produits pétroliers, ainsi que les progrès plus lents du rendement des carburants des véhicules que dans un passé récent, sont un des facteurs les plus importants qui explique les niveaux plus élevés de la demande à la fin de la période des prévisions. Comme nous supposons un abandon continu et progressif du pétrole et la pénétration de nouveaux marchés par l'électricité et le gaz naturel, nous aboutissons à une augmentation des parts de ces combustibles au cours de la période en cause. La perspective d'une faible augmentation des prix des combustibles traditionnels par rapport aux coûts des énergies renouvelables ou de remplacement est le principal facteur qui empêchera que la pénétration de ces sources d'énergie leur assure une part supérieure à sept ou huit pour cent. Nos projections concernant l'utilisation finale de la demande de LGN sont liées dans une large mesure à nos prévisions des besoins de charges d'alimentation pétrochimiques, examinées à la section 3.1.5.

Dans nos projections, nous supposons que les consommateurs de gaz naturel des secteurs résidentiel et commercial sont confrontés au même prix du produit que les consommateurs indutriels. La différence des prix sectoriels du gaz naturel reflète uniquement les différences de coûts de distribution entre les divers types de service. L'évolution du prix sectoriel du gaz naturel dans le cadre de la déréglementation demeure, cependant, peu claire. Nos hypothèses aboutissent à un avantage de prix important du gaz naturel dans les secteurs résidentiel et commercial par rapport au pétrole et à l'électricité (de l'ordre de 40 à 60 pour cent, rajusté en fonction de l'efficacité relative).

Si le prix du gaz naturel dans ces deux secteurs était plus proche de celui des combustibles concurrents, nous nous attendrions à ce que sa consommation soit inférieure à celle que nous avons prévue. La demande globale d'énergie dans ces secteurs serait également plus

Tableau 3-8

Demande d'énergie pour utilisation finale et répartition par combustible

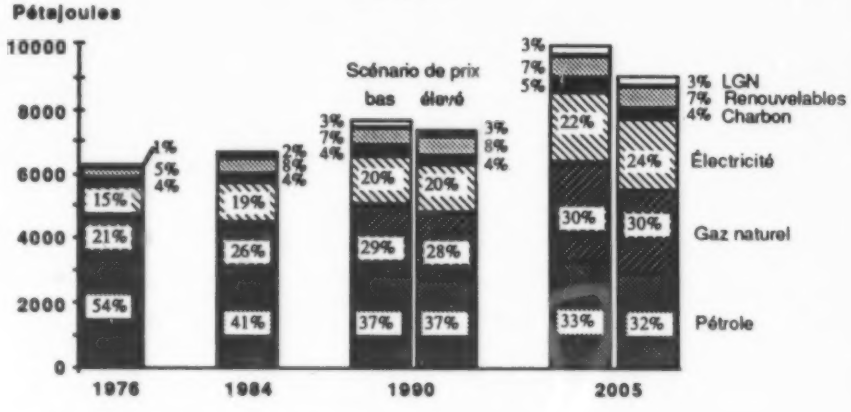
	1984	2005		
		Scénario de prix bas	élevé	Différence [a]
Niveaux		(Pétajoules)		
Electricité	1271	2213	2160	-2
Gaz naturel	1743	3034	2682	-12
Pétrole	2762	3334	2863	-14
Renouvelables et vapeur [b]	510	653	645	-1
Charbon	239	450	404	-10
LGN	153	298	303	2
Total	6678	9982	9057	-9
Répartition		(Pourcentage)		
Electricité	19	22	24	2
Gaz naturel	26	30	30	0
Pétrole	42	33	32	-1
Renouvelables et vapeur [b]	8	6	7	1
Charbon	4	5	4	-1
LGN	2	3	3	0
Total	100	100	100	-

Nota: Les chiffres de ce tableau ont été arrondis.
[a] La différence de pétajoules se calcule en soustrayant le prix bas du prix élevé, et en divisant le résultat par le prix bas.
La différence de points de pourcentage s'obtient en soustrayant le pourcentage du scénario de prix bas de l'autre.
[b] Inclut le bois, les résidus de bois, la liqueur noire, les énergies éoliennes et solaires, les ordures ménagères et la vapeur.

Source: Tableau A3-6 en annexe.

Figure 3-8

Demande énergétique pour utilisation finale par combustible
Canada



Source: Tableau A3-6 en annexe

Tableau 3-9

Distribution de la demande primaire de pétrole par produit

(Pourcentage)

	1984	1990		2005	
		Scénario de prix bas	élevé	Scénario de prix bas	élevé
Carburants d'aviation	5	6	5	6	6
Essence pour moteur	36	34	35	34	34
Mazout léger et kérosène	11	9	9	7	5
Mazout diesel	19	21	21	24	26
Mazout lourd	11	10	10	9	8
Asphalte	3	4	4	5	5
Autres	15	15	15	15	16
Total	100	100	100	100	100

Nota: Les chiffres de ce tableau ont été arrondis.
Source: Tableau A6-16 en annexe.

faible, à cause des prix plus élevés de l'énergie (gaz naturel). Il est possible que si ces hypothèses se réalisaient, il y aurait moins de conversions du pétrole au gaz naturel, et l'électricité s'approprierait une part plus importante des nouveaux marchés que nous ne l'avons prévu. Il est peu probable que des conversions se fassent aux dépens du gaz naturel, car celui-ci ne serait pas plus coûteux que ses concurrents.

3.3 Demande d'énergie primaire

3.3.1 Demande primaire de pétrole

La composante la plus importante de la demande primaire de pétrole est constituée par les besoins en matière d'utilisation finale de produits raffinés consommés directement par les secteurs résidentiel, commercial, industriel ainsi que celui des transports. Le pétrole utilisé pour produire de la vapeur et de l'électricité, les besoins de l'industrie de l'approvisionnement en énergie pour produire et transporter des produits pétroliers, et les gaz de pétrole liquéfiés produits et utilisés par les raffineurs sont également inclus dans la demande primaire.

Le tableau 3-9 illustre la composition de la demande de pétrole primaire par produit dans les deux scénarios de prix. Il n'y a pratiquement aucune différence des parts des produits entre les deux scénarios. Dans les deux cas, entre 1984 et 2005, la baisse de la demande de mazout léger dans les secteurs résidentiel et commercial, et l'utilisation accrue de diesel pour les transports, font que la part du mazout léger et du kérosène tombe de 11 à 5 pour cent, alors que celle du diesel augmente de 19 à environ 25 pour cent. Le tableau A6-16 en annexe présente les niveaux de demande par combustible.

Tableau 3-10

Demande primaire de pétrole par utilisation

(Pétajoules)

	1984	1990		2005	
		Scénario de prix bas	élevé	Scénario de prix bas	élevé
Demande par secteur					
Résidentiel	279	242	216	194	124
Commercial	147	136	128	110	90
Industriel	319	322	301	367	313
Pétrochimique	116	98	98	100	100
Transport	1710	1807	1748	2243	1931
Autres utilisations non énergétiques	191	236	233	318	305
GPL de raffinerie	59	62	58	73	62
Utilisation finale globale	2820	2903	2782	3406	2925
Usage propre et conversions [a]					
Industrie de l'approvisionnement énergétique	230	252	243	302	257
Production d'électricité	62	72	83	116	65
Production de vapeur	6	2	2	2	2
Butanes pour le mélange de l'essence	-44	-35	-34	-39	-35
Total de l'usage propre et des conversions	254	291	294	381	289
Demande primaire globale	3075	3194	3076	3787	3214

Nota: Les chiffres de ce tableau ont été arrondis.
[a] Inclut l'autoconsommation des GPL par les raffineries.

Source: Tableau A3-3 en annexe.

Tableau 3-11

Demande primaire du gaz naturel

(Pétajoules)

	1984	1990		2005	
		Scénario de prix bas	élevé	Scénario de prix bas	élevé
Utilisation finale	1744	2195	2079	3034	2682
Production d'électricité	67	44	51	71	68
Ventes nettes	1811	2239	2130	3105	2750
Combustibles et pertes des pipelines	127	183	174	182	156
Combustibles de retraitement	11	17	16	14	12
Demande primaire	1949	2438	2319	3302	2918

Nota: Les chiffres de ce tableau ont été arrondis.
Source: Tableau A3-3 en annexe.

Entre 1984 et 2005, on prévoit que la demande primaire de pétrole augmentera à un taux annuel de un et 0,2 pour cent dans le scénario de prix bas et celui de prix élevé du pétrole, respectivement. En 2005, l'écart entre le premier et le second cas est de 15 pour cent, soit 572 pétajoules. Ceci tient surtout à la différence de la demande de transport, composante la plus importante de la demande primaire globale de pétrole, qui diffère de 14 pour cent ou 312 pétajoules en 2005. (Voir tableau 3-10)

3.3.2 Demande primaire de gaz naturel

En plus de la demande au titre de l'utilisation finale, la demande primaire comprend le gaz naturel nécessaire à la production thermique d'électricité, celui qui est utilisé ou perdu dans l'exploitation des pipelines et celui qui sert de combustible de retraitement. (On appelle également "ventes nettes" l'utilisation finale plus le combustible utilisé pour la production d'électricité). La demande primaire est dominée par les besoins en matière d'utilisation finale (90 pour cent en 1984), et reflète donc les sérieuses incertitudes qui pèsent sur l'avenir de cette demande (Tableau 3-11). La demande primaire de gaz naturel augmente en moyenne de 2,5 et deux pour cent par an de 1984 à 2005, dans le scénario de prix bas du pétrole et celui de prix élevé, respectivement, alors que l'augmentation de la demande au titre de l'utilisation finale est de 2,7 pour cent et deux pour cent.

Le gaz naturel est utilisé pour produire de l'électricité en Ontario, en Saskatchewan, en Alberta et en Colombie-Britannique (voir chapitre 4). On projette qu'en 2005, dans le

scénario de prix bas, cette utilisation du gaz naturel atteindra 12 pétajoules en Ontario, quatre pétajoules en Saskatchewan, 34 pétajoules en Alberta et 22 pétajoules en Colombie-Britannique. Dans le scénario de prix élevé, les niveaux sont analogues. Ces projections dépendent de la demande au titre de l'utilisation finale en ce qui concerne l'électricité et de la manière dont, selon nous, cette demande d'électricité est satisfaite grâce aux diverses sources de production (question examinée au chapitre 4).

L'utilisation et la perte de combustibles dans l'exploitation des pipelines comprennent le combustible utilisé pour transporter et distribuer le gaz naturel destiné à satisfaire les besoins intérieurs et ceux des exportations. Les caractéristiques de la période de prévision reflètent une pointe des besoins en combustible pour les exportations de gaz naturel d'environ 65 pétajoules, en 1989-1990, besoins qui tombent ensuite à néant au moment de l'expiration des autorisations actuelles d'exportation (les projections des exportations de gaz naturel sont examinées au chapitre 5). En 2005, dans le scénario de prix bas du pétrole, il faut 127 pétajoules pour les transports et 55 pétajoules pour la distribution de gaz naturel. Dans le scénario de prix élevé du pétrole, les chiffres sont respectivement de 107 pétajoules et de 49 pétajoules.

3.3.3 Demande primaire de liquides du gaz naturel

Aux fins de l'analyse de la demande primaire, les liquides du gaz naturel (LGN) sont définis comme ceux qui contiennent du propane, des butanes et de l'éthane. Le propane et les butanes peuvent être produits par des usines de gaz ou des raffineries, alors que l'éthane est un sous-produit du gaz naturel. Le tableau 3-12 nous présente la demande primaire concernant ces liquides du gaz naturel dans les deux scénarios de prix du pétrole. Comme dans le cas des autres hydrocarbures, l'essentiel de la demande primaire de LGN est lié aux besoins d'utilisation finale. La plus grande partie de la demande au titre de l'utilisation finale concerne la charge d'alimentation pétrochimique (50 à 60 pour cent de cette demande en ce qui concerne les LGN). Les gaz de pétrole liquéfiés produits par les raffineries - le propane et les butanes - sont traités comme éléments de la demande primaire de pétrole, ce qui laisse la demande primaire d'éthane et de LGN des usines de gaz, telle qu'elle apparaît au tableau 3-12.

3.3.4 Demande primaire de charbon

A la différence des autres combustibles, la demande au titre de l'utilisation finale ne représente qu'une part réduite de la demande primaire de charbon. Celui-ci est surtout utilisé pour produire de l'électricité, en particulier en Ontario, en Alberta en Saskatchewan et en Nouvelle-Écosse. Le charbon est utilisé par le secteur du fer et de l'acier sous forme de coke, et cette conversion constitue la seconde demande en importance de combustible primaire (tableau 3-13).

Tableau 3-12

Demande primaire de liquides du gaz naturel

(Pétajoules)

	1984	1990		2005	
		Scénario de prix bas	élevé	Scénario de prix bas	élevé
Utilisation finale	153	226	227	298	303
Propane et butanes	99	144	146	172	177
Éthane	54	81	81	126	126
Usage propre	52	60	59	67	64
Industrie de l'approvisionnement	8	24	24	28	29
Butanes pour le mélange de l'essence	44	35	35	39	35
Sous-total	205	286	286	365	367
Moins GPL provenant des raffineries [a]	65	84	81	99	88
Demande primaire d'éthane et LGN provenant des usines de gaz naturel	140	202	205	267	279

Nota: Les chiffres de ce tableau ont été arrondis.
[a] On suppose que la demande d'énergie pour utilisation finale sera satisfaite par les raffineries.

Source: Tableau A3-3 en annexe.

Entre 1984 et 2005, on s'attend à ce que la demande primaire de charbon augmente selon des taux moyens de 2,9 pour cent et 2,6 pour cent par an dans le scénario de prix bas du pétrole et celui de prix élevé, respectivement. Dans le scénario de prix bas, ceci traduit une augmentation rapide des besoins de charbon pour la production d'électricité, qui deviennent plus de deux fois plus importants et passent de 763 pétajoules en 1990 à plus de 1 600 pétajoules en 2005. En 2005, le charbon utilisé pour la production d'électricité dans la région de l'Atlantique représente 428 pétajoules (373 dans le scénario de prix élevé), en Ontario 544 (415) pétajoules, en Saskatchewan 213 (223) pétajoules et en Alberta 451 (564 pétajoules).

Tableau 3-13

Demande primaire de charbon

(Pétajoules)

	1984	1990		2005	
		Scénario de prix bas	Scénario de prix élevé	Scénario de prix bas	Scénario de prix élevé
Utilisation finale [a]	48	68	63	99	89
Production d'électricité	913	763	758	1644	1585
Production de vapeur	5	1	1	1	1
Autres conversions et usage propre	1	6	6	10	9
Conversions de charbon en coke	200	261	253	368	330
Demande primaire	1167	1100	1081	2123	2014

Nota: Les chiffres de ce tableau ont été arrondis.
[a] Inclut l'utilisation de charbon, de coke et de gaz de cokéfaction.

Source: Tableau A3-3 en annexe.

Chapitre 4
Électricité

Dans ce chapitre, nous évaluons les principales incidences de nos scénarios relatifs à la demande d'électricité sur la nouvelle capacité de production et sur les combustibles fossiles et les ressources hydroélectriques et nucléaires requises pour produire de l'électricité. Nous évaluons également les perspectives en matière de ventes interprovinciales et d'exportations aux États-Unis.

Pour calculer la demande totale d'énergie électrique dans chaque province, les prévisions de la demande d'utilisation finale du chapitre 3 exprimées en pétajoules sont converties en gigawatt-heures d'énergie électrique. Nous y ajoutons la consommation et les pertes estimatives des services publics d'électricité et les niveaux escomptés des ventes interprovinciales et des exportations garanties. Cette demande d'énergie électrique ainsi que les renseignements sur les projets d'expansion de la capacité de production fournis par les services publics d'électricité sont d'abord utilisés pour prévoir la capacité de production requise dans chaque province et les quantités de ressources d'énergie primaire (hydroélectricité, nucléaire et combustibles fossiles) nécessaires pour satisfaire la demande garantie d'énergie, chaque année. Ayant ainsi déterminé le plan d'expansion de la capacité de production et la capacité d'énergie excédentaire, nous estimons les possibilités de vente des excédents sur les marchés interprovinciaux et celui des exportations.

Dans l'industrie de l'électricité, les unités utilisées pour l'énergie et la puissance (c.-à-d. la capacité utilisée pour produire de l'électricité) sont des multiples du kilowatt-heure (kW.h) et du kilowatt (kW), respectivement. Les multiples de ces unités qui sont utilisés dans ce rapport sont les gigawatt-heures (GW.h), les térawatt-heures (TW.h), les mégawatts (MW) et les gigawatts (GW). (voir le tableau A1-2 en annexe).

La plupart des Canadiens achètent leur électricité aux services publics. Dans la plupart des cas, les services publics d'électricité les plus importants sont provinciaux, sauf dans l'Île-du-Prince-Édouard et en Alberta où ils sont la propriété d'investisseurs. Dans les Territoires, le service public d'électricité appartient au gouvernement fédéral. Ces services sont chargés d'assurer un approvisionnement suffisant d'électricité pour garantir l'exécution de leurs engagements garantis.

Étant donné que la planification et la construction de nouvelles installations demande parfois dix ans ou plus, les services publics d'électricité ont coutume de prévoir les besoins de leurs clients de 15 à 20 ans à l'avance. Ceci permet de rationaliser la planification et la construction de nouvelles centrales et installations de transport, et l'acquisition des combustibles et autres ressources nécessaires pour répondre à la demande attendue.

En dehors des services publics d'électricité, certaines industries et certains particuliers produisent leur propre électricité à partir de sources énergétiques très diverses.

À l'exception de l'Alberta, les provinces limitrophes des États-Unis sont reliées avec ceux-ci par des lignes de transport qui leur permettent d'importer et d'exporter de l'électricité. Le réseau albertain est relié aux États-Unis par l'intermédiaire de la Colombie-Britannique.

Jusqu'en 1985, les services publics d'électricité provinciaux ne planifiaient en général la construction d'installations de production que pour répondre aux besoins prévus des régions desservies par eux. Il arrivait parfois, par inadvertance, qu'il y ait une capacité de production excédentaire lorsque les charges prévues ne se concrétisaient pas ou lorsque les nouvelles augmentations de capacité étaient supérieures aux augmentations à court terme de la demande; lorsque cela se produisait, on offrait aux services publics voisins la possibilité d'acheter ces excédents. L'habitude voulait qu'ils soient tout d'abord proposés aux services publics canadiens voisins, et ensuite, aux services publics d'électricité aux États-Unis. Ce sont les ventes de ce genre d'excédents qui constituent l'essentiel des transactions interprovinciales et des exportations d'électricité actuelles visées par une licence. Les seules exceptions sont l'exportation garantie par le Nouveau-Brunswick d'électricité produite par la centrale au mazout de Coleson Cove, qui prend fin en 1986, des exportations en vertu d'ententes de participation de la centrale Lepreau I et une exportation garantie d'électricité par le Manitoba fondée sur la construction préalable d'installations hydroélectriques, qui a été autorisée par l'Office national de l'énergie au moyen d'une licence délivrée en 1985.

Dans tout ce chapitre, nous avons classé les ventes à l'exportation en fonction du niveau de service fourni et, d'une façon générale, du prix payé. Le niveau le plus élevé de service est assuré par les ventes garanties à long terme de puissance et d'énergie. A l'autre extrême, on trouve les ventes d'énergie interruptibles, fixées d'heure en heure afin

de permettre des économies de combustible sur le réseau acheteur. Il existe, en fait, toutes sortes de transactions différentes qui constituent une gamme presque continue de services allant des ventes garanties aux ventes interruptibles.

Nous avons, en outre, fait une nette distinction entre les exportations actuellement faites sous licence accordée par l'Office national de l'énergie et les ventes nouvelles qui ne bénéficient pas d'une telle licence, que nous appelons potentielles et qui, à notre avis, se réaliseront; nous avons procédé de cette manière pour permettre de faire des prévisions réalistes. À toutes fins pratiques, toutes les licences d'exportation existantes expirent au cours de la période couverte par nos prévisions, mais il est peu probable que les exportations prendront fin.

Pour prévoir les ventes à l'exportation interruptibles, nous employons un modèle informatisé qui simule la planification et l'exploitation annuelles des grands services publics d'électricité provinciaux. Le modèle est utilisé pour prévoir les augmentations de capacité, en tenant compte de la capacité de réserve nécessaire, de manière à ce qu'au total, la demande de pointe et les besoins d'énergie, y compris les engagements fermes interprovinciaux et les prévisions relatives aux exportations éventuelles garanties, soient satisfaits chaque année.

La capacité de production excédentaire se définit donc comme la différence entre la capacité moyenne annuelle totale prévue et les besoins totaux en énergie garantis. On considère alors que l'excédent qui en résulte peut être utilisé pour des ventes extraprovinciales, sous réserve qu'elles soient interruptibles. Conformément aux pratiques commerciales ordinaires des services publics d'électricité, qui ont pour objet de maximiser les profits économiques d'une exploitation interreliée, nous avons pris pour hypothèse qu'en général, les ventes d'excédents d'énergie donneraient lieu à des transactions entre les marchés ayant les coûts marginaux les plus faibles et les plus élevés.

Nous estimons que du fait de son faible coût de production marginal, l'énergie hydroélectrique et nucléaire excédentaire trouvera aisément des marchés. Nous nous attendons donc à ce que tous ces excédents soient vendus dans la mesure où les interconnexions existantes et planifiées sont suffisantes. Bien que son prix soit moins attrayant que celui de l'énergie hydroélectrique ou nucléaire, l'électricité provenant des centrales au charbon, en particulier celle de l'Ontario, devrait néanmoins conserver un certain avantage, sur le plan des prix, par rapport aux centrales au charbon ou au mazout des États-Unis, qui sont plus anciennes, plus petites et moins efficientes. Ceci est particulièrement vrai dans le scénario de prix élevé du pétrole.

Nous n'escomptons pas que les faibles excédents de capacité des centrales alimentées au mazout et au gaz soient vendables, étant donné l'importance de la capacité excédentaire actuelle de ce type d'énergie aux États-Unis. La seule exception est celle du Nouveau-Brunswick dont les faibles exportations d'électricité produite à l'aide du mazout prennent fin en 1986.

Outre les tendances actuelles des exportations et des transactions interprovinciales, nous avons tenu compte, pour le Québec, le Manitoba et la Colombie-Britannique, du potentiel d'exportations additionnelles de puissance et d'énergie hydroélectriques garanties et avons supposé que la construction des centrales hydroélectriques sera avancée à cette fin. Pour le Nouveau-Brunswick, nous prévoyons le maintien de l'exportation actuelle d'énergie nucléaire visée par une licence ainsi qu'une vente additionnelle de puissance et d'énergie fournies par le charbon à partir du milieu des années 1990. Les sous-sections consacrées aux provinces contiennent un examen plus détaillé de ces hypothèses.

Bien qu'elle traduise les intentions des services publics d'électricité, l'inclusion de ces exportations éventuelles, qui ne sont pas encore visées par une licence, ne préjuge pas du caractère souhaitable ou de la faisabilité d'exporter cette électricité. Toutes ces exportations sont assujetties à la délivrance d'une licence par l'Office national de l'énergie.

4.1 Demande globale en matière d'électricité

Le tableau 4-1 contient nos prévisions de la demande d'électricité, exprimées en térawatt-heures. Celles-ci sont converties à partir des valeurs en pétajoules de la demande pour utilisation finale présentées à la section 3.1 du rapport grâce à un facteur de conversion de 3,6 pétajoules par térawatt-heure.

Le tableau 4-1 comprend également nos prévisions de la demande de pointe annuelle (c.-à-d., le niveau le plus élevé de la demande d'électricité de toute l'année) pour chaque province et région. Nous les avons établies à partir des perspectives de demande d'énergie en projetant les facteurs de charge provinciaux (rapport entre la charge moyenne et

Tableau 4-1

Demande d'électricité [a]

Demande d'énergie électrique

	Demande d'énergie (Terawatt-heures)			Taux de croissance (Pourcentage par an)		Changement en pourcentage	
	1984	2005		1984 à 2005		1984 à 2005	
		Scénario de prix bas	élevé	Scénario de prix bas	élevé	Scénario de prix bas	élevé
	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)
Terre-Neuve	9,64	15,48	19,65	2,3	3,4	61	104
Ile-du-Prince-Edouard	0,55	0,88	0,89	3,3	3,0	60	60
Nouvelle-Écosse	7,27	14,05	13,15	2,3	2,3	93	81
Nouveau- Brunswick	10,52	22,03	20,15	3,6	3,2	109	92
Québec	135,31	230,37	221,94	2,6	2,4	70	64
Ontario	118,38	215,89	205,44	2,9	2,7	82	74
Manitoba	15,24	27,90	27,18	2,9	2,8	83	78
Saskatchewan	11,82	20,29	21,16	2,6	2,8	72	79
Alberta	31,20	48,37	57,08	2,1	2,9	55	83
Colombie-Britannique	45,60	72,50	65,00	2,2	1,7	59	43
Yukon	0,25	0,28	0,35	0,5	1,6	11	40
Territoires du Nord-Ouest	0,52	0,84	0,80	2,3	2,1	61	54
Total Canada	386,30	668,88	652,79	2,7	2,5	73	69

Demande de pointe [b]

	Demande de pointe (Mégawatts)			Taux de croissance (Pourcentage par an)		Changement en pourcentage	
	1984	2005		1984 à 2005		1984 à 2005	
		Scénario de prix bas	élevé	Scénario de prix bas	élevé	Scénario de prix bas	élevé
	(8)	(9)	(10)	(11)	(12)	(13)	(14)
Terre-Neuve	1698	2577	3238	2,0	3,1	52	91
Ile-du-Prince-Edouard	103	167	169	2,3	2,4	62	64
Nouvelle-Écosse	1388	2687	2438	3,2	2,7	94	76
Nouveau-Brunswick	1989	4291	3872	3,7	3,2	116	95
Québec	26761	42454	39636	2,2	1,9	59	48
Ontario	21379	35305	33601	2,4	2,2	65	57
Manitoba	2829	5704	5508	3,4	3,2	102	95
Saskatchewan	2278	3850	4016	2,5	2,7	69	76
Alberta	5475	8505	10058	2,1	2,9	55	84
Colombie-Britannique	8250	13101	11730	2,2	1,7	59	42
Yukon	53	49	62	-0,4	0,8	-7	17
Territoires du Nord-Ouest	193	190	183	-0,1	-0,3	-2	-5
Total Canada	72396	118880	114511	2,4	2,2	64	58

Nota: Les chiffres de ce tableau ont été arrondis.
[a] À l'exclusion des ventes d'exportations.
[b] La demande de pointe est la somme algébrique des charges non coïncidentes.

la charge de pointe) en fonction de données historiques et de ce que nous attendions de la gestion des charges de pointe par les services publics d'électricité. À l'heure actuelle, une fourchette de 60 à 70 pour cent caractérise la plupart de ces facteurs de charge. Nous partons du principe que dans certaines provinces, les efforts déployés pour reporter la consommation des heures de pointe aux heures creuses (gestion de la charge de pointe) amèneront une augmentation graduelle des facteurs de charge au cours de la période couverte par cette étude.

Il est bon de se souvenir que nos prévisions de la demande d'électricité sont étroitement liées à nos prévisions de l'activité économique de chaque province. Dans le scénario de prix bas, l'accroissement de l'activité économique entraîne une augmentation de la demande d'électricité et d'autres formes d'énergie dans le centre du Canada. Dans les régions tributaires de la prospection et de l'exploitation du pétrole, les taux de croissance de la demande d'électricité sont plus lents. En revanche, dans le scénario de prix élevé, le taux de croissance de la demande d'électricité est plus faible dans le centre du Canada, alors qu'il augmente relativement plus vite en Alberta, à Terre-Neuve, en Nouvelle-Écosse et, dans une certaine mesure, dans les Territoires. Pour l'ensemble du Canada, nous prévoyons un taux de croissance annuel moyen de 2,8 pour cent de la demande d'électricité (scénario de prix bas) et de 2,6 pour cent (scénario de prix élevé) jusqu'en 1990. Ces taux tombent à 2,6 et 2,5 pour cent, respectivement, entre 1990 et 2005.

4.2 Capacité de production et production d'énergie électrique par région

La demande d'électricité varie en fonction de l'heure, du jour et de la saison. La demande de pointe annuelle enregistrée par les services publics canadiens d'électricité a lieu en décembre ou en janvier. Les producteurs d'électricité doivent disposer d'une capacité de production suffisante pour satisfaire cette demande de pointe. Les règles de l'art nécessitent aussi l'établissement d'une réserve de capacité de production pour faire face aux défaillances possibles du matériel ainsi que pour en assurer l'entretien et pour garantir aux clients un service fiable et permanent. Certains services demandent une réserve plus importante que d'autres, compte tenu de conditions d'exploitation individuelles.

Chaque groupe de production est capable de produire, en moyenne par année, une quantité d'énergie bien déterminée. Il existe plusieurs catégories différentes de groupes de production, chacune étant conçue pour un type de service particulier correspondant à la période pendant laquelle le groupe peut avoir à fonctionner. Par exemple, un réacteur nucléaire de charge de base peut fonctionner 85 pour cent du temps et produire une quantité considérable d'énergie, tandis qu'une centrale de pointe thermique au mazout de même capacité, peut n'être exploitée que cinq pour cent du temps et ne produire que peu d'énergie par année.

Comme nous l'avons déjà montré, il peut y avoir des excédents occasionnels à court terme lorsque les charges prévues ne se concrétisent pas ou lorsque l'on construit de grandes centrales et que l'augmentation à court terme de la capacité d'énergie dépasse l'accroissement annuel de la demande.

Nous nous attendons à une modeste augmentation de la capacité de production liée à la co-production et aux ressources non classiques, en particulier dans les installations industrielles. Nous ne pensons cependant pas que ces sources constitueront une part importante de la capacité de production globale au Canada.

La capacité de production industrielle de diverses catégories représentait environ 6 000 MW, soit environ six pour cent de la capacité totale en 1985. Cette production devrait être de l'ordre de 7 000 MW, soit environ cinq pour cent de la capacité totale, en 2005.

Prévisions par province

Dans chaque province, les futurs projets d'expansion de la production d'électricité sont fondés sur l'utilisation de ressources primaires différentes. En Alberta, par exemple, les plans d'expansion sont fondés en grande partie sur la mise en valeur des gisements de houille locaux, alors qu'au Québec, ils le sont sur les ressources de la houille blanche.

Les services publics planifient l'expansion de leur système de production au niveau provincial en fonction des prévisions relatives à la charge et grâce à une combinaison appropriée de technologies de production et de ressources primaires différentes. C'est la raison pour laquelle nous traitons séparément chaque province et chaque territoire dans cette section. Chaque sous-section comporte un bref examen des perspectives en matière de charge dans le scénario de prix bas, et dans celui de prix élevé, une description des plans conçus pour absorber ces charges et une analyse de nos prévisions concernant les achats et les ventes extraprovinciaux. Ce chapitre se termine par un examen des principales incidences de nos deux scénarios sur chaque type de combustible ou de technologie, pour l'ensemble du Canada.

Le tableau 4-2 montre l'importance relative de la capacité de production des diverses provinces et la production d'énergie effective pour l'année 1984, dernière année pour laquelle il existe des statistiques complètes. Il convient de noter que les statistiques visant Terre-Neuve et le Labrador comportent une composante de 5 200 mégawatts de Churchill Falls, dont l'essentiel est vendu à Hydro-Québec en vertu d'un contrat à long terme.

Les tableaux 4-3 à 4-14 présentent nos prévisions quant à la capacité de production et à la production par province et par territoire. Des renseignements plus détaillés sont donnés aux tableaux A4-4 et A4-5 en annexe. Dans tous les tableaux, les chiffres inscrits dans les rangées intitulées "capacité restante" comprennent la capacité de réserve requise et ne doivent pas être considérés comme des excédents qui pourraient être vendus ou qui constituent vraiment des excédents aux besoins.

Terre-Neuve et Labrador

Nous prévoyons qu'à Terre-Neuve et au Labrador, la charge passera de 9,7 térawatt-heures (1984) à 15,5 et 19,7 térawatt-heures en 2005, selon le scénario de prix bas et celui de prix élevé, respectivement. Ceci correspond à des taux

Tableau 4-2

Capacité installée et production par province et territoire - 1984

	Capacité		Énergie	
	Pour cent	Mégawatts	Pour cent	Gigawatt heures
Terre-Neuve	7,8	7048	10,7	45649
Ile-du-Prince-Edouard	0,1	123	0,0	2
Nouvelle-Écosse	2,3	2111	1,7	7235
Nouveau-Brunswick	3,7	3352	2,9	12395
Québec	28,5	25757	28,7	122178
Ontario	27,8	25164	28,4	120605
Manitoba	4,5	4042	5,1	21487
Saskatchewan	2,8	2515	2,7	11542
Alberta	8,0	7202	7,3	31159
Colombie-Britannique	14,2	12800	12,3	52378
Yukon	0,1	122	0,1	254
Territoires du Nord-Ouest	0,2	191	0,1	523
Total Canada	100,0	90427	100,0	425407

Nota: Les chiffres de ce tableau ont été arrondis.
Source: Tableaux A4-4 et A4-5 en annexe.

Tableau 4-3

Production d'électricité à Terre-Neuve et au Labrador

	1984	1990		2005	
		Scénario de prix bas	élevé	Scénario de prix bas	élevé
Capacité de production (MW)	7048	7175	7325	8990	9090
Demande de pointe intérieure	1698	1981	2201	2577	3238
Demande de pointe des réseaux	6448	6731	6951	7327	7988
Capacité restante	600	444	374	1663	1102
Pourcentage de pointe intérieure[a]	35	22	17	65	34
Production d'énergie (GW.h)	45649	46921	48194	57036	57606
Hydroélectricité	44775	45501	45488	56743	56761
Charbon	0	0	0	0	0
Nucléaire	0	0	0	0	0
Autres	874	1420	2706	293	845
Consommation interne (GW.h)	9636	11098	12371	15480	19650
Transferts interprovinciaux nets vers l'extérieur (l'intérieur)	36013	35823	35823	41556	37956
Exportations nettes	0	0	0	0	0

[a] La capacité restante est exprimée comme un pourcentage de la demande de pointe intérieure de Terre-Neuve et du Labrador plutôt que la demande de pointe des réseaux.

de croissance annuelle de 2,3 et 3,4 pour cent.

Le réseau de Terre-Neuve et du Labrador est scindé en deux; plus de 95 pour cent de la charge est concentrée dans l'île et la majorité des principales ressources hydroélectriques se trouvent au Labrador, sur le continent.

Dans l'île, on a déjà aménagé la plupart des sites hydroélectriques pour lesquels il était économique de le faire, si bien que le réseau de l'île dépend de plus en plus de la production des centrales thermiques au pétrole dont la capacité permet actuellement de satisfaire environ 20 pour cent de la demande d'énergie électrique globale de l'île. L'augmentation des charges rend probable la nécessité d'une nouvelle capacité de production aux alentours de 1990. Conformément aux intentions officiellement déclarées de la province, nous supposons qu'un important câble sous-marin sera posé entre le continent et l'île afin de satisfaire les futurs besoins de celle-ci. Nous estimons qu'il est raisonnable de fixer à 1995 la fin des travaux, compte tenu de l'importance des investissements qu'appelle un tel projet et des délais considérables requis pour négocier les accords et construire la ligne. Entretemps, il faudra installer des groupes de turbines à gaz et consommer des quantités croissantes de mazout à Holyrood pour répondre à l'augmentation des charges dans l'île. Après 1995, selon notre scénario, tous les nouveaux aménagements seront hydroélectriques et la consommation de mazout baissera très sensiblement.

Bien que la charge du Labrador soit faible, moins de cinq pour cent de la charge totale de la province, il y a une importante centrale hydroélec-

trique de 5 200 mégawatts à Churchill Falls. L'essentiel de sa production est vendu au Québec en vertu d'un contrat à long terme. Nous supposons que l'essentiel des charges du Labrador continuera à être satisfait par une partie de la production de Churchill Falls. D'ici 1995, il est prévu qu'une nouvelle centrale hydroélectrique sera construite à Gull Island, au Labrador, pour alimenter l'île grâce au nouveau câble. Au cas où la pose de ce câble serait retardée ou reportée, Terre-Neuve aurait besoin d'une capacité supplémentaire alimentée au combustible fossile.

Île-du-Prince-Édouard

Les prévisions de la demande dans l'Île-du-Prince-Édouard sont très semblables dans les deux scénarios de prix; de 552 gigawatt-heures en 1984, elle devrait passer à environ 900 gigawatt-heures en 2005, soit une croissance annuelle d'environ 2,3 pour cent.

Bien que l'Île-du-Prince-Édouard dispose actuellement d'une capacité de production thermique au mazout suffisante pour satisfaire ses propres besoins, elle obtient, pour des motifs économiques, la plus grande partie de son énergie du Nouveau-Brunswick, par l'intermédiaire d'une interconnexion par câble sous-marin. Nous supposons que cette interconnexion sera modifiée de manière à ce qu'une part plus grande de la capacité nominale de 200 mégawatts du câble sous-marin soit disponible. Nous nous attendons donc à ce que le Nouveau-Brunswick continue à fournir pratiquement toute l'énergie et à satisfaire tous les besoins de capacité additionnels de l'Île-du-Prince-Édouard pendant toute la période étudiée.

Dans le scénario de prix bas, une part plus importante de l'énergie achetée au Nouveau-Brunswick devrait être fournie par des centrales thermiques au mazout, alors que dans le scénario de prix élevé, nous supposons que c'est aux centrales thermiques au charbon que se feraient les nouveaux achats.

Nouvelle-Écosse

En 1984, la demande d'électricité en Nouvelle-Écosse était de 7,3 térawatt-heures. Nous nous attendons à ce qu'elle passe à 14,1 ou 13,2 térawatt-heures d'ici 2005, selon que se réalise le scénario de prix bas ou celui de prix élevé. Ceci correspond à des taux annuels de croissance de la charge de 3,2 et 2,9 pour cent.

La capacité de production de la Nouvelle-Écosse se répartit actuellement comme suit: thermique au charbon, 40 pour cent; thermique au mazout, 43 pour cent; et hydroélectricité, 17 pour cent.

Nous supposons que d'ici 1989, la Nouvelle-Écosse aura mené à bien la conversion au charbon de ses grandes centrales alimentées au mazout, et que toutes les nouvelles centrales à forte capacité utiliseront le charbon. Ceci concorde avec la politique de la province en faveur de l'exploitation de ses propres ressources en charbon.

À cause du coût en capital relatif élevé, nous supposons qu'aucune nouvelle centrale marémotrice ne sera construite au cours de la période couverte par cette étude, malgré le succès de la centrale de 20 mégawatts d'Annapolis, terminée en 1984.

Tableau 4-4

Production d'électricité à l'Île-du-Prince-Édouard

	1984	1990		2005	
		Scénario de prix bas	élevé	Scénario de prix bas	élevé
Capacité de production (MW)[a]	143	150	158	203	203
Demande de pointe intérieure	103	126	126	167	203
Demande de pointe des réseaux	103	126	126	167	169
Capacité restante	40	32	32	36	34
Pourcentage de pointe des réseaux	39	25	25	22	20
Production d'énergie (GW.h)	2	5	4	5	1
Hydroélectricité	0	0	0	0	0
Charbon	0	0	0	0	0
Nucléaire	0	0	0	0	0
Autres	2	5	4	5	1
Consommation interne (GW.h)	552	660	660	880	890
Transferts interprovinciaux nets vers l'extérieur (l'intérieur)	(550)	(655)	(656)	(875)	(889)
Exportations nettes	0	0	0	0	0

[a] Tient compte de la capacité achetée au Nouveau-Brunswick: 20 mégawatts en 1984, 35 mégawatts en 1990 et 80 mégawatts en 2005.

Tableau 4-5

Production d'électricité en Nouvelle-Écosse

	1984	1990		2005	
		Scénario de prix bas	élevé	Scénario de prix bas	élevé
Capacité de production (MW)	2111	2185	2185	3275	2915
Demande de pointe intérieure	1388	1598	1532	2687	2438
Demande de pointe des réseaux	1388	1598	1532	2687	2438
Capacité restante	723	587	653	588	477
Pourcentage de pointe des réseaux	52	37	43	22	20
Production d'énergie(GW.h)	7235	8130	7910	13839	12938
Hydroélectricité	1034	1072	1072	1072	1072
Charbon	4878	6185	6076	10546	9684
Nucléaire	0	0	0	0	0
Autres	1323	873	762	2221	2182
Consommation interne (GW.h)	7266	8330	8110	14039	13138
Transferts interprovinciaux nets vers l'extérieur (l'intérieur)	(31)	(200)	(200)	(200)	(200)
Exportations nettes	0	0	0	0	0

Nous nous attendons à ce qu'une nouvelle capacité de production soit nécessaire d'ici le milieu des années 1990. Sur la foi des récentes déclarations faites par la province, nous supposons que les prochaines additions importantes seront des groupes thermiques au charbon, dont chacun aura une capacité de 150 mégawatts, et qui seront construits au Cap Breton. La date de construction de ces additions sera fonction de la croissance de la charge provinciale.

Les ventes d'électricité entre la Nouvelle-Écosse et le Nouveau-Brunswick, selon une formule interruptible, existent depuis un certain temps. En règle générale, le débit net d'électricité est relativement faible en direction de la Nouvelle-Écosse et correspond à des transactions relatives à l'énergie d'économie et à la vente d'énergie hydroélectrique excédentaire par le Nouveau-Brunswick, en particulier au printemps lorsque le débit des rivières de cette province atteint son maximum. Nous supposons que ces transactions se maintiendront à un niveau analogue à celui de ces dernières années. Actuellement, la province n'exporte pas d'électricité et nous n'avons pas inclus d'exportations pour la période couverte par notre étude.

Nouveau-Brunswick

Nous prévoyons que d'ici 2005, la demande interne au Nouveau-Brunswick, qui était de 10,5 térawatt-heures en 1984, atteindra environ 22 térawatt-heures dans le scénario de prix bas et de 20 térawatt-heures dans l'autre. Ceci se traduit par un taux de croissance annuel de la charge d'environ 3,1 pour cent.

Actuellement, le Nouveau-Brunswick a une capacité de production qui se répartit comme suit: hydroélectricité, environ 26 pour cent; thermique au mazout, 47 pour cent; thermique au charbon, neuf pour cent; et énergie nucléaire, 18 pour cent (si l'on compte la totalité de la capacité de la centrale nucléaire de Pointe-Lepreau).

Le Nouveau-Brunswick a une importante centrale thermique au mazout à Coleson Cove qui devrait être convertie au charbon d'ici 1991. Par la suite, nous nous attendons à ce que toutes les nouvelles additions importantes fonctionnent au charbon, à commencer par les groupes additionnels à Coleson Cove. Ces hypothèses sont fondées sur notre interprétation des intentions actuelles du service public d'électricité.

Outre sa propre capacité, le Nouveau-Brunswick dispose d'une capacité d'environ 1 000 mégawatts qui lui est assurée par son interconnexion avec le Québec. Il l'utilise pour des achats d'énergie hydroélectrique interruptible équivalant à environ la moitié de la demande d'énergie de la province. Une partie de cette énergie est utilisée pour remplacer celle qui est produite grâce aux combustibles fossiles, et l'autre est revendue. Une partie de l'énergie hydroélectrique ainsi achetée, ainsi qu'une partie de l'excédent d'énergie hydroélectrique et d'énergie fournie par des combustibles fossibles du Nouveau-Brunswick sont vendues, selon une formule interruptible, à la Nouvelle-Écosse et à l'Île-du-Prince-Édouard; mais la plus grande partie de cette énergie est exportée en Nouvelle-Angleterre.

Tableau 4-6

Production d'électricité au Nouveau-Brunswick

	1984	1990		2005	
		Scénario de prix bas	élevé	Scénario de prix bas	élevé
Capacité de production (MW)	3352	3448	3448	5748	5298
Demande de pointe intérieure	1989	2571	2485	4291	3872
Demande de pointe des réseaux	2372	2836	2750	4851	4432
Capacité restante	980	612	698	897	866
Pourcentage de pointe des réseaux	41	22	25	18	20
Production d'énergie (GW.h)	12395	15082	14973	27650	25425
Hydroélectricité	3121	2806	2879	2806	2879
Charbon	1594	4644	4527	19172	16284
Nucléaire	5007	4503	4745	4503	4745
Autres	2673	3129	2822	1169	1517
Consommation interne (GW.h)	10515	12934	12492	22030	20138
Transferts interprovinciaux nets vers l'extérieur (l'intérieur)	(3759)	(5144)	(5144)	(2925)	(2911)
Exportations nettes	5639	7292	7625	8545	8198

Les achats faits au Québec devraient se poursuivre, mais à un rythme réduit, au cours des années 1990 du fait de la baisse des excédents d'énergie hydroélectrique prévus du réseau québécois ainsi que de l'augmentation des marchés ouverts à ces excédents aux États-Unis. D'autre part, il est probable que le Nouveau-Brunswick continuera à consentir des ventes d'énergie interruptible à la Nouvelle-Écosse et à l'Île-du-Prince-Édouard.

Outre l'énergie d'économie, on s'attend à ce que le Nouveau-Brunswick vende de petits blocs de puissance et d'énergie garanties fournies par certaines centrales à l'Île-du-Prince-Édouard au fur et à mesure de la croissance des charges dans cette province. (Ce type de vente s'appelle une "participation proportionnelle".)

La seule centrale nucléaire du Nouveau-Brunswick (Lepreau I) est une unité de 630 mégawatts à Pointe-Lepreau dont 330 mégawatts sont réservés à des exportations de participation proportionnelle garanties jusqu'au début des années 1990. Le Nouveau-Brunswick envisage la construction d'une seconde unité nucléaire de 630 mégawatts à Pointe-Lepreau; cependant, comme on n'en est encore qu'au premier stade des discussions, nous ne l'avons pas inclue dans nos prévisions. Nous supposons que les exportations de Lepreau I seront renégociées et se poursuivront jusqu'à la fin de la période faisant l'objet de cette étude. De plus, nous incluons dans nos prévisions 250 mégawatts de vente à l'exportation dans le cadre de la participation proportionnelle qui devraient être assurés par une nouvelle centrale thermique au charbon à partir du milieu des années 1990. Cette vente sera associée à une expansion des interconnexions des lignes de transport de la province avec celles de la Nouvelle-Angleterre. Le Nouveau-Brunswick a adopté la formule de la participation proportionnelle ou formule du partage pour être en mesure de construire des installations plus importantes et plus efficientes que ne l'accepterait normalement un réseau relativement petit.

Québec

En 1984, la charge interne de la province était de 135,3 térawatt-heures, dont environ 27 pour cent étaient fournis par les achats d'énergie produite à Churchill Falls, au Labrador. Il est prévu que cette charge passera à 230,4 et 221,9 térawatt-heures en 2005 dans le scénario de prix bas et celui de prix élevé, respectivement. Les taux annuels correspondants de croissance de la charge sont de 2,6 et 2,4 pour cent.

Actuellement, la capacité de production d'électricité au Québec est d'environ 94 pour cent hydroélectrique, deux pour cent nucléaire et quatre pour cent thermique au mazout. Plus de détails sont fournis au tableau 4-7. Rien que pour répondre à l'augmentation de la demande intérieure, sans nouvelles exportations garanties, le Québec aurait besoin d'une capacité de pointe additionnelle au cours des années 1990, mais aucune augmentation importante de sa capacité de base ne serait nécessaire jusqu'aux abords de l'an 2000. Cette capacité

de pointe additionnelle ferait à la fois appel à des groupes de turbines hydrauliques et à gaz.

Le Québec dispose de vastes réservoirs et est capable de régler sa production hydroélectrique pour compenser les fluctuations des chutes de pluie annuelles. Cette faculté, à laquelle s'ajoute la capacité de stocker d'importantes quantités d'énergie d'une année à l'autre, rend le Québec particulièrement à même de faire face à ses propres charges et de négocier des transactions très diverses avec les réseaux voisins.

Ayant déjà montré que le Québec est capable de satisfaire les charges provinciales, nous supposons que le Québec avancera la construction de centrales hydroélectriques de base afin de faire des ventes potentielles à l'exportation. Ceci concorde avec les plans d'aménagement du service public d'électricité les plus récents ainsi qu'avec la demande d'exportation actuellement devant l'Office national de l'énergie. Ces exportations impliquent la construction de centrales hydroélectriques de base destinées à entrer en service au début des années 1990, dont la production s'ajoutera à la capacité de pointe qui devrait suffire à répondre aux besoins internes de la province. Nous nous attendons à ce que la ligne d'exportation de 690 mégawatts à destination de la Nouvelle-Angleterre, récemment terminée, soit portée à 2 000 mégawatts d'ici 1990 afin de permettre l'accroissement des exportations. Outre cette ligne, le Québec a une importante interconnexion internationale avec New York.

Nous nous attendons à ce qu'à la fin des années 1990, le besoin d'une nouvelle capacité de production ressenti par les États-Unis offre au Québec la possibilité d'accroître ses exportations de puissance et d'énergie garanties. Nous prévoyons là aussi que ces ventes impliquent l'avancement de la construction de centrales, en fonction des besoins. Cette possibilité supplémentaire des exportations potentielles devraient représenter un total d'environ 1 500 mégawatts en 2005.

Au Canada, le Québec a d'importantes interconnexions avec Terre-Neuve et le Labrador, le Nouveau-Brunswick et l'Ontario. Nous supposons que les achats faits à Churchill Falls, au Labrador, se poursuivront conformément aux termes du contrat. Les ventes au Nouveau-Brunswick ont presque toujours été voisines de la capacité physique limite des interconnexions. Nous nous attendons à ce que cette situation se maintienne jusqu'au début des années 1990. Par la suite, les ventes varieront en fonction de la quantité d'énergie excédentaire disponible au Québec. Dans le scénario de prix bas, les ventes au Nouveau-Brunswick tomberont, au milieu des années 1990, à moins de la moitié de leur niveau de 1985. Dans celui de prix élevé, cette baisse n'est pas aussi marquée, à cause d'excédents à court terme plus importants au Québec.

Nous nous attendons à ce qu'au début des années 1990, les ventes à l'Ontario soient inférieures aux niveaux actuels et qu'elles se stabiliseront ensuite à environ la moitié du niveau des transactions actuelles.

Tableau 4-7

Production d'électricité au Québec

	1984	1990		2005	
		Scénario de prix bas	élevé	Scénario de prix bas	élevé
Capacité de production (MW)	30507	33094	33094	48802	45852
Demande de pointe intérieure	26761	28656	27672	42454	39636
Demande de pointe des réseaux	26761	28656	27872	44154	41336
Capacité restante [a]	3746	4438	5222	4648	4516
Pourcentage de pointe des réseaux	14	15	19	11	11
Production d'énergie (GW.h)	122178	158877	159347	212464	207934
Hydroélectricité (net) [b]	118535	154137	154607	206455	203083
Charbon	0	0	0	0	0
Nucléaire	3422	4415	4415	4415	4415
Autres	221	325	325	1594	436
Consommation interne (GW.h)	135310	157650	154620	230370	221940
Transferts interprovinciaux nets vers l'extérieur (l'intérieur)	(24374)	(27823)	(26823)	(34556)	(30956)
Exportations nettes	11242	29050	31550	16650	16950

[a] Tient compte de la capacité achetée à Churchill Falls se chiffrant à 4750 mégawatts en 1984, 4750 mégawatts en 1990 et 4750 mégawatts en 2005.
[b] La production hydoélectrique comprend les pertes attribuables aux réserves hydroélectriques pompées.

Pour le Québec, l'Ontario est un marché moins lucratif de ventes d'énergie d'économie à cause de la place importante que cette province fait aux centrales nucléaires et aux usines thermiques au charbon à haut rendement. Nous n'avons inclus aucune nouvelle vente garantie à l'Ontario dans nos prévisions.

Ontario

Nous prévoyons que d'ici 2005, la demande interne d'électricité passera à 215,9 et 205,4 térawatt-heures, dans le scénario de prix bas et celui de prix élevé respectivement, alors qu'elle était de 118,4 térawatt-heures en 1984. Ceci correspond à des taux de croissance annuels de 2,9 et 2,7 pour cent.

La capacité de production de l'Ontario se répartit actuellement comme suit: hydroélectricité, 26 pour cent; nucléaire, 37 pour cent; thermique au charbon, 34 pour cent; et thermique au gaz et au mazout, trois pour cent.

L'Ontario a des interconnexions avec le Manitoba et le Québec, ainsi qu'avec New York et le Michigan par l'intermédiaire duquel il a accès aux marchés d'autres États. Au Canada, l'Ontario achète de l'énergie au Québec et au Manitoba, mais peu de puissance. Comme nous en avons déjà parlé, nous supposons que les achats au Québec se poursuivront mais que leur niveau sera quelque peu inférieur.

Au fur et à mesure de la croissance des charges de l'Ontario, il faudra de nouvelles installations de production au milieu des années 1990. Conformément à une récente décision de la province, la construction de la centrale nucléaire de Darlington sera terminée en 1992, selon le calendrier prévu. Après Darlington, et toujours dans le cadre des options d'expansion actuellement à l'étude, nous supposons que l'Ontario adoptera une stratégie mixte. Il commencera par construire quelques petites installations hydroélectriques et en remettra certaines en service qui sont actuellement en réserve. Il mettra ensuite en oeuvre un programme de gestion des charges afin de réduire les demandes aux heures de pointe. Il construira enfin de nouvelles centrales nucléaires et thermiques au charbon en fonction des besoins. Même si c'est le scénario de la croissance réduite des charges qui prévaut, les besoins de l'Ontario augmentent d'environ 900 mégawatts par an, ce qui, par exemple, équivaut à une tranche de la centrale de Darlington.

La combinaison prévue d'installations nouvelles varie légèrement selon le scénario de prix. Dans le scénario de prix bas, le plan d'expansion fait plus largement appel aux centrales thermiques au charbon, et la centrale de Lennox, qui est alimentée au mazout, serait remise en service. Dans les deux cas, l'expansion des installations nucléaires est reportée vers la fin du siècle. Dans le scénario de prix élevé, nous supposons que Lennox ne sera pas remise en service parce que le coût marginal de production à partir du mazout sera probablement supérieur au coût total de production d'électricité au charbon. Il en résulte que la construction de groupes alimentés au charbon aura lieu plus tôt et que celle de centrales nucléaires reprendra un peu plus tôt que dans le scénario de prix bas.

L'Ontario considère l'achat d'importantes quantités de puissance électrique garanties au Québec et au Manitoba au lieu de construire d'autres centrales. Les pourparlers en sont encore à leurs débuts et nous n'avons inclus dans nos perspectives aucun achat important de ce type au Québec ou au Manitoba.

Tableau 4-8

Production d'électricité en Ontario

	1984	1990		2005	
		Scénario de prix bas	élevé	Scénario de prix bas	élevé
Capacité de production (MW)	25164	31601	31601	44386	41654
Demande de pointe intérieure	21379	25105	24365	35305	33601
Demande de pointe des réseaux	21844	25540	24800	35305	33601
Capacité restante	3320	6061	6801	9081	8053
Pourcentage de pointe des réseaux	15	24	27	26	24
Production d'énergie (GW.h)	120605	149752	146375	221590	213753
Hydroélectricité	40698	39904	39904	43745	43745
Charbon	37320	16781	13404	54545	44230
Nucléaire	40818	90601	90601	115915	122475
Autres	1769	2466	2466	7385	3303
Consommation interne (GW.h)	118383	144459	140179	215710	205440
Transferts interprovinciaux nets vers l'extérieur (l'intérieur)	(8235)	(3107)	(4107)	(4307)	(4307)
Exportations nettes	10457	8400	10303	10187	12620

De tout temps le plus gros exportateur d'électricité du Canada, l'Ontario vend surtout celle qui est produite par ses centrales au charbon aux services publics américains tributaires d'usines fonctionnant au mazout et de centrales anciennes, à moindre rendement, alimentées au charbon. Dans les deux scénarios, nous nous attendons à ce que ces exportations se poursuivent, mais dans celui de prix bas, nous prévoyons qu'elles tomberont à la moitié des niveaux actuels, du fait de la concurrence de la production d'électricité assurée grâce au pétrole aux États-Unis, et qu'elles ne se rétabliront que lorsque les prix du pétrole auront augmenté un peu plus tard, au cours des années 1990. Dans le scénario de prix élevé, cette baisse est moins prononcée et la reprise des exportations se produit plus tôt. Outre l'électricité fournie par le charbon, nous prévoyons que quelques excédents d'énergie nucléaire seront vendus, en fonction des disponibilités. Ces excédents sont particulièrement faciles à commercialiser à cause du faible coût marginal de la production.

Manitoba

En 1984, la demande interne d'électricité au Manitoba était de 15,2 térawatt-heures. D'ici 2005, cette demande devrait passer à 27,9 et 27,2 térawatt-heures, dans le scénario de prix bas et celui de prix élevé, respectivement, ce qui correspond à un taux de croissance annuel de la charge d'environ 2,9 pour cent.

La capacité de production d'électricité actuelle du Manitoba est hydroélectrique à environ 87 pour cent, thermique au charbon à huit pour cent et à cinq pour cent en ce qui concerne les autres types de combustibles.

Compte tenu de l'abondance des ressources hydroélectriques non exploitées du Manitoba, nous nous attendons à ce que tous les nouveaux grands travaux se fassent dans le domaine hydroélectrique. Pour répondre à la demande provinciale, le Manitoba ne serait pas obligé de construire une grande centrale avant le milieu des années 1990. La province a cependant avancé à 1991 l'achèvement de la centrale hydroélectrique de 1 200 mégawatts de Limestone afin d'assurer une exportation garantie de 500 mégawatts, visée par une licence. Cette exportation, la première du genre au Canada, devrait commencer en 1991 et se terminer en 2003. Outre cette vente d'électricité, et conformément aux récentes déclarations de la province, nous supposons qu'une autre exportation potentielle garantie de 550 mégawatts aura lieu entre 1996 et 2005. Cette vente entraînerait la construction d'une nouvelle interconnexion internationale ainsi que l'avancement de la construction de centrales.

Le Manitoba a des interconnexions avec l'Ontario et la Saskatchewan mais les transactions avec ces provinces ont été modestes en comparaison des exportations. Dans le cas de la Saskatchewan, cela s'explique par l'abondance de ses ressources

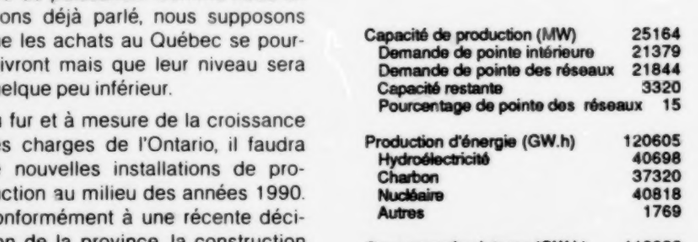
Tableau 4-9

Production d'électricité au Manitoba

	1984	1990		2005	
		Scénario de prix bas	élevé	Scénario de prix bas	élevé
Capacité de production (MW)	4342	4854	4854	7561	7363
Demande de pointe intérieure	2829	3776	3737	5704	5508
Demande de pointe des réseaux	2829	3776	3737	6754	6558
Capacité restante	1513	1078	1117	807	805
Pourcentage de pointe des réseaux	53	29	30	12	12
Production d'énergie (GW.h)	21487	22647	22657	37611	37391
Hydroélectricité	21225	22391	22391	36881	36881
Charbon	148	133	143	607	387
Nucléaire	0	0	0	0	0
Autres	114	123	123	123	123
Consommation interne (GW.h)	15242	18440	18250	27900	27180
Transferts interprovinciaux nets vers l'extérieur (l'intérieur)	1232	1407	1407	1607	1607
Exportations nettes	5013	2800	3000	8104	8604

Figure 5-2

Relations entre le taux des additions aux réserves de gaz naturel et les forages d'exploration cumulatifs pour le gaz
Zones productrices classiques



Nota: Les années présentées de la période de prévision s'appliquent uniquement au scénario de prix élevé.

Source: Tableau A5-2 en annexe

Les projections d'additions aux réserves demeureront toujours aléatoires, car elles sont fondées sur la perception de l'activité de forage future et des taux de réussite, sur la situation économique, notamment les débouchés offerts par le marché et le potentiel ultime. Ces incertitudes se trouvent encore renforcées aujourd'hui par des prix mondiaux plus faibles du pétrole et par leurs effets sur l'industrie du pétrole et du gaz, ainsi que par l'incertitude de l'effet qu'a sur l'industrie un régime de tarification du gaz naturel axé sur le marché.

Nos projections concernant les additions aux réserves sont fondées sur une extrapolation du rapport historique entre le taux d'additions aux réserves et l'importance des forages exploratoires. La figure 5-2 montre la diminution des additions aux réserves par unité de forages exploratoires dans l'Ouest canadien. La quantité de gaz découverte au moyen d'un nombre donné de forages décroît à la longue, à mesure que les gisements potentiels se raréfient et deviennent plus difficiles à découvrir.

Nous avons élaboré des projections de la totalité des forages exploratoires pour chaque scénario de prix, en utilisant des estimations des niveaux de production, des ressources d'autofinancement, de la rentabilité pour les producteurs, et des rapports entre ces éléments.

Il est impossible pour nous de déterminer si un puits a été foré pour trouver du pétrole ou pour trouver du gaz. Nous utilisons donc comme données historiques les résultats des forages pour faire la distinction. Les puits qui ont permis de découvrir du pétrole sont classés comme axés sur la recherche du pétrole, alors que ceux qui ont permis de trouver du gaz sont classés comme axés sur la recherche de gaz. Les puits abandonnés chaque année sont assignés à l'une de ces deux catégories dans la même proportion que les puits productifs. D'après cet examen du rapport historique entre le forage axé sur la recherche de gaz et de pétrole, et notre opinion des débouchés futurs du marché et des perspectives de recherche d'hydrocarbures dans le bassin sédimentaire de l'Ouest du Canada, nous nous sommes fié à notre jugement pour diviser les projections relatives à l'ensemble des futurs forages en composantes: l'une axée sur la recherche du gaz et l'autre sur la recherche du pétrole, comme le montre la figure 5-3.

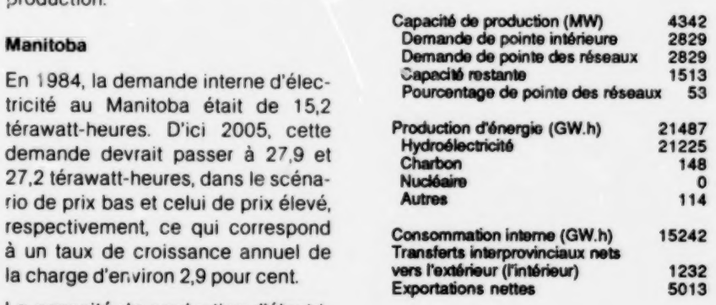
Nous supposons que pendant le reste des années 1980, étant donné le marasme des marchés d'exportation de gaz et la quantité des réserves de gaz découvertes qui ne sont pas raccordées, une part nettement plus grande des explorations sera axée sur la recherche du pétrole, comme cela a été le cas dans un passé récent. A partir du début des années 1990, cependant, nous supposons que la capacité excédentaire de livraison de gaz aux États-Unis diminuera (section 5.5), ce qui stimulera la recherche de gaz au Canada afin de pouvoir éventuellement assurer des exportations plus importantes.

Les projections des forages axés sur la recherche de gaz, qui se trouvent à la figure 5-3, sont combinées avec notre projection du taux d'additions aux réserves (figure 5-2), ce qui permet d'obtenir les projections concernant les additions aux réserves de gaz dans les deux scénarios de prix qui sont présentées à la figure 5-4[1]. L'influence de la diminution du taux d'additions par unité de forage est particulièrement évidente dans le scénario de prix élevé. Dans ce scénario, nous prévoyons que les forages atteindront presque les niveaux élevés de la fin des années 1970. Par contre, les additions annuelles aux réserves devraient être beaucoup moindres qu'elles ne l'ont été, peu importe la similarité des niveaux de forage. Pour déterminer l'activité de forage dans le scénario de prix bas, nous avons supposé que l'industrie avait bénéficié d'un certain degré de rationalisation et de réduction des coûts. En fait, l'économique des approvisionnements, en ce qui concerne ce scénario, indique que cette activité est probablement impossible à maintenir.

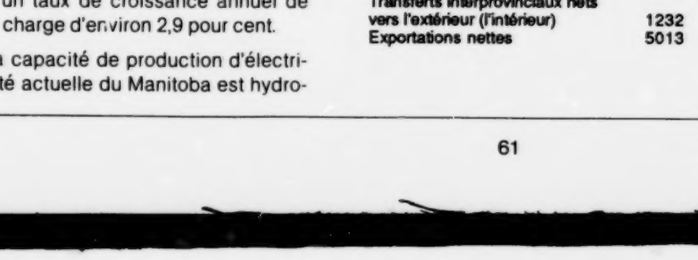
1. Les additions anormalement élevées aux réserves qui sont données pour 1976 et plusieurs années suivantes semblent être le résultat d'une combinaison de niveaux de forage à la hausse et l'existence d'un certain nombre de possibilités de forage qui n'étaient pas rentables aux prix en vigueur auparavant.

Figure 5-3

Répartition des forages exploratoires
Zones productrices classiques
Scénario de prix bas



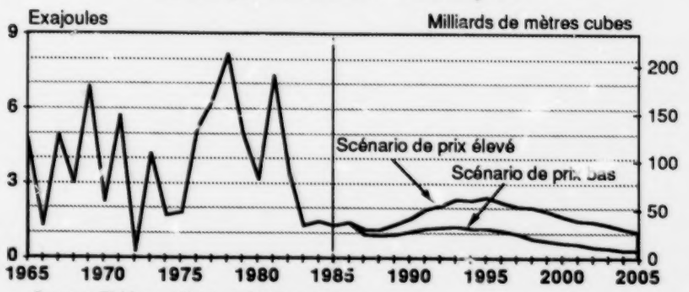
Scénario de prix élevé



Source: Tableaux A5-2 et A6-4 en annexe

Figure 5-4

Additions aux réserves de gaz naturel commercialisable
Zones productrices classiques



Source: Tableaux A5-1 et A5-2 en annexe

Dans le scénario de prix élevé, on prévoit qu'un total de 37 exajoules sera ajouté pendant la période étudiée, alors que dans le cas de référence du Rapport de septembre 1984, on avait prévu des additions d'environ 40 exajoules au cours de la même période.

Dans le scénario actuel de prix élevé, on prévoit que l'activité de forage et les additions aux réserves diminueront jusqu'en 1988 pour croître à nouveau graduellement jusqu'en 1995. Cette augmentation reflète la disparition prévue de la capacité excédentaire américaine de livraison de gaz à la fin des années 1980 et au début des années 1990, et l'augmentation connexe des débouchés pour le gaz canadien. Après 1995, le profil des additions fléchit progressivement, traduisant ainsi l'étiolement des perspectives de découvertes nouvelles dans le bassin sédimentaire de l'Ouest du Canada, ce qui entraîne une diminution du taux des additions ajoutées de l'exploration axée sur la découverte de gaz.

Dans le scénario de prix bas, où 20 exajoules seulement sont ajoutés au cours de la période des projections, les additions suivent un profil similaire bien que moins marqué du fait du moindre intérêt économique d'une prospection axée sur la découverte de gaz et du niveau constamment plus faible de l'activité de forage.

de lignite bon marché et, dans celui de l'Ontario, par la taille réduite et la longueur des lignes de transport d'électricité qui relient son réseau oriental et le Manitoba. Ce sont les raisons pour lesquelles nous supposons que les transactions avec ces provinces se maintiendront à des niveaux analogues à ceux de ces dernières années.

Saskatchewan

Nous prévoyons qu'en 2005, la demande interne d'électricité de cette province passera à 20,3 et 21,2 térawatt-heures, dans le scénario de prix bas et celui de prix élevé, respectivement; le niveau de 1984 étant de 11,8 térawatt-heures. Ceci correspond à des taux de croissance annuels d'environ 2,6 et 2,8 pour cent, respectivement.

La capacité de production d'électricité de la province est actuellement thermique au charbon à 56 pour cent, hydroélectrique à 30 pour cent et thermique au gaz à 14 pour cent.

La Saskatchewan est, dans une large mesure, autosuffisante sur les plans de la puissance et de l'énergie électriques. Elle se contente de transactions modestes avec le Manitoba et en moyenne, achète un peu plus d'électricité qu'elle n'en vend; quant à son commerce avec les États-Unis et l'Alberta, il est fort réduit. Il n'y a aucune raison de penser que cela changera. Comme la Saskatchewan a d'importantes ressources de lignite peu coûteuses, nous supposons que de nouvelles centrales au charbon seront construites en fonction des besoins, comme la centrale de Shand dont la mise en chantier a été récemment annoncée. Un premier groupe de 300 mégawatts devrait être terminé en 1991. Nous supposons que les besoins de pointe seront satisfaits grâce à une combinaison d'achats extraprovinciaux et à la production des unités de turbine à gaz.

Tableau 4-10

Production d'électricité en Saskatchewan

	1984	1990		2005	
		Scénario de prix bas	Scénario de prix élevé	Scénario de prix bas	Scénario de prix élevé
Capacité de production (MW)	2515	3237	3237	4322	4722
Demande de pointe intérieure	2278	2625	2712	3850	4016
Demande de pointe des réseaux	2285	2625	2712	3850	4016
Capacité restante	230	612	525	472	706
Pourcentage de pointe des réseaux	10	23	19	12	18
Production d'énergie (GW.h)	11542	13491	13933	20090	20960
Hydroélectricité	1704	3775	3775	3815	3815
Charbon	9100	9045	9406	15604	16358
Nucléaire	0	0	0	0	0
Autres	738	671	752	671	787
Consommation interne (GW.h)	11814	13691	14133	20290	21160
Transferts interprovinciaux nets vers l'extérieur (l'intérieur)	(292)	(300)	(300)	(300)	(300)
Exportations nettes	20	100	100	100	100

Alberta

La demande d'électricité interne a été de 31,2 térawatt-heures en 1984. Nous prévoyons qu'elle atteindra 48,4 et 57,1 térawatt-heures en 2005 dans le scénario de prix bas et celui de prix élevé, respectivement. Ceci correspond à des taux annuels de croissance de 2,1 et 2,9 pour cent. En comparaison des autres provinces, la demande d'électricité de l'Alberta est particulièrement sensible aux fluctuations du prix du pétrole, à cause du rôle majeur de l'industrie pétrolière dans l'économie provinciale.

La capacité actuelle de production de l'Alberta est thermique au charbon à environ 60 pour cent, thermique au gaz à 20 pour cent, hydroélectrique à 16 pour cent et thermique au mazout ou fournie par d'autres sources à quatre pour cent.

L'Alberta a d'abondantes ressources en charbon, dont l'extraction est peu coûteuse. Nous supposons que, conformément aux plans d'aménagement de la province, toutes les nouvelles grandes centrales fonctionneront au charbon, à commencer par la prochaine addition importante, en 1988, d'un groupe de 400 mégawatts appelé Genessee II. La capacité de pointe sera assurée grâce à des unités de turbine à gaz.

L'Alberta dispose maintenant d'une importante interconnexion avec B.C. Hydro. Nous supposons que ces deux réseaux de services publics provinciaux collaboreront pour assurer le partage des réserves et pour effectuer des transactions d'énergie d'économie. Nous supposons

Tableau 4-11

Production d'électricité en Alberta

	1984	1990		2005	
		Scénario de prix bas	élevé	Scénario de prix bas	élevé
Capacité de production (MW)	7202	8466	8466	10365	12265
Demande de pointe intérieure	5475	5970	6593	8505	10058
Demande de pointe des réseaux	5475	5970	6593	8505	10058
Capacité restante	1727	2496	1873	1860	2207
Pourcentage de pointe des réseaux	32	42	28	22	22
Production d'énergie (GW.h)	31159	34449	38131	48368	59070
Hydroélectricité	1427	1636	1636	1636	1636
Charbon	25768	29329	32242	41177	51898
Nucléaire	0	0	0	0	0
Autres	3964	3484	4253	5555	5536
Consommation interne (GW.h)	31196	34050	37541	48369	57080
Transferts interprovinciaux nets vers l'extérieur (l'intérieur)	(35)	(401)	(410)	(1001)	(1010)
Exportations nettes	(2)	800	1000	1000	3000

également, qu'à partir des années 1990, l'Alberta pourra exporter un volume modeste d'énergie interruptible aux États-Unis grâce aux interconnexions internationales dont dispose déjà la Colombie-Britannique.

Bien que ces ventes à l'exportation soient plus importantes dans le scénario de prix élevé, nous supposons que les niveaux globaux seront assez faibles, étant donné les excédents possibles de l'Alberta et la taille du marché que constituent les États-Unis. À l'heure actuelle, le Nord-Ouest des États-Unis est bien alimenté en énergie hydroélectrique, mais les lignes de transport qui le relient avec la Californie sont saturées. À long terme, s'il se peut que des marchés s'ouvrent à l'électricité produite par les centrales au charbon de l'Alberta, il est probable que la concurrence des régions américaines limitrophes qui sont productrices de charbon maintienne ces exportations à un faible niveau.

Colombie-Britannique

En 1984, la demande interne d'électricité en Colombie-Britannique était de 45,6 térawatt-heures. Nous prévoyons qu'elle atteindra 72,5 et 65 térawatt-heures en 2005 dans le scénario de prix bas et celui de prix élevé, respectivement. Ceci correspond à des taux de croissance annuels de 2,2 et 1,7 pour cent. La capacité actuelle de production de la Colombie-Britannique se ventile comme suit: hydroélectricité, 86 pour cent; gaz, 10 pour cent; pétrole et autres sources, quatre pour cent.

La Colombie-Britannique a d'abondantes ressources hydroélectriques non encore aménagées et nous supposons que, conformément aux plans actuels des services publics, toutes les nouvelles centrales construites seront hydroélectriques.

La province a des interconnexions avec l'Alberta et le Nord-Ouest des États-Unis; elle est également reliée à l'Alaska par une ligne moins importante. L'Alberta et la Colombie-Britannique utilisent actuellement la nouvelle interconnexion entre elles pour des transactions interruptibles d'un niveau modeste et pour fournir des réserves. Nous supposons que ces transactions prendront un peu plus d'ampleur au cours de la période couverte par cette étude. Nous supposons également que l'Alberta exportera par l'intermédiaire de la Colombie-Britannique, des quantités modestes d'électricité produites par des centrales au charbon. La Colombie-Britannique exporte des quantités importantes d'hydroélectricité, la plupart selon une formule interruptible. Nous nous attendons à ce que les niveaux autorisés de ces ventes se maintiennent tant que les excédents et la capacité de transport le permettront.

Nous supposons, de plus, qu'à partir de 1993, les efforts de commercialisation de la province déboucheront sur d'importantes possibilités d'exportations garanties dans le cadre d'une participation proportionnelle. Nous nous attendons à ce que l'excédent hydroélectrique actuel du Nord-Ouest des États-Unis ait alors disparu, que cette région ait besoin d'une capacité nouvelle, et que la Colombie-Britannique constitue une source d'approvisionnement économiquement attrayante par rapport aux autres options offertes au marché d'exportation. Si cela se produit, ces exportations exigeront l'avancement de la construction de la centrale hydroélectrique Site C de 900 mégawatts et la vente de l'essentiel de sa production pendant

le reste de la période couverte par cette étude.

Yukon

En 1984, la demande d'énergie électrique du Yukon était de 254 gigawatt-heures. Nous nous attendons à ce que celle-ci atteigne 277 et 352 gigawatt-heures en 2005 dans le scénario de prix bas et celui de prix élevé, respectivement. Les prévisions tiennent compte de l'activité accrue suscitée par la réouverture de la mine de plomb-zinc Cyprus-Anvil. La différence s'explique par l'intensification de la prospection pétrolière qui aurait probablement lieu si le scénario de prix élevé du pétrole se réalisait.

Au Yukon, environ 62 pour cent de la capacité de production est hydroélectrique et 38 pour cent est fournie par les centrales thermiques au pétrole. Dans les deux scénarios de prix, nous supposons que l'augmentation de la capacité sera assurée par des centrales diesel, bien qu'un certain temps s'écoulera avant qu'on en ait besoin. En 1985, environ 91 pour cent de l'électricité a été fournie par des centrales hydroélectriques, d'ailleurs essentiellement concentrées à Whitehorse.

Nous supposons que les centrales hydroélectriques et les centrales thermiques au pétrole continueront à satisfaire les besoins du Yukon en électricité pendant toute la période couverte par cette étude.

Territoires du Nord-Ouest

En 1984, la demande d'électricité des territoires du Nord-Ouest a été de 523 gigawatt-heures. Nous nous attendons à ce qu'elle atteigne 838 et 803 gigawatt-heures en 2005 dans le scénario de prix bas du pétrole et celui de prix élevé, respectivement.

Tableau 4-12

Production d'électricité en Colombie-Britannique

	1984	1990		2005	
		Scénario de prix bas	élevé	Scénario de prix bas	élevé
Capacité de production (MW)	12000	12854	12854	16547	15247
Demande de pointe intérieure	8250	9788	9416	13101	11730
Demande de pointe des réseaux	8257	9795	9423	13933	12562
Capacité restante	4543	3059	3431	2614	2685
Pourcentage de pointe des réseaux	55	31	36	19	21
Production d'énergie (GW.h)	52378	59252	58929	78835	71470
Hydroélectricité	50232	56299	56299	74361	67462
Charbon	0	0	0	0	0
Nucléaire	0	0	0	0	0
Autres	2146	2953	2630	4474	4008
Consommation interne (GW.h)	45625	54337	52314	72370	65005
Transferts interprovinciaux nets vers l'extérieur (l'intérieur)	31	400	410	1001	1010
Exportations nettes	6722	4515	6205	5464	5455

Tableau 4-13

Production d'électricité au Yukon

	1984	1990		2005	
		Scénario de prix bas	élevé	Scénario de prix bas	élevé
Capacité de production (MW)	122	122	122	122	122
Demande de pointe intérieure	53	46	46	49	62
Demande de pointe des réseaux	53	46	46	49	62
Capacité restante	69	76	76	73	60
Pourcentage de pointe des réseaux	130	165	165	149	97
Production d'énergie (GW.h)	254	262	262	277	352
Hydroélectricité	232	223	223	237	302
Charbon	0	0	0	0	0
Nucléaire	0	0	0	0	0
Autres	22	39	39	40	50
Consommation interne (GW.h)	254	262	262	277	352
Transferts interprovinciaux nets vers l'extérieur (l'intérieur)	0	0	0	0	0
Exportations nettes	0	0	0	0	0

Bien que la production d'électricité des Territoires du Nord-Ouest soit assurée à environ 79 pour cent par des groupes diesel, et à 21 pour cent par des centrales hydroélectriques, ce sont ces dernières qui ont fourni environ 65 pour cent de la production en 1984, le reste étant assuré par les groupes diesel. Ce déséquilibre apparent s'explique par l'importance de la capacité de réserve qui doit être installée à chaque emplacement éloigné pour assurer une alimentation en électricité fiable, en hiver. Ici aussi, comme au Yukon, une grande partie de la production hydroélectrique se trouve concentrée aux abords de la capitale, Yellowknife, et le reste du territoire dépend surtout des centrales au pétrole. Nous supposons que toutes les nouvelles centrales seront au carburant diesel.

4.3 Conséquences pour la capacité et la production nationales

Les conséquences de l'analyse provinciale de l'évolution de la capacité et de la production d'électricité nationales sont résumées pour chaque scénario au tableau 4-15. Comme le scénario de prix bas correspond à une croissance globale plus importante de la demande d'électricité, la construction de nouvelles centrales se trouve avancée et dépasse d'environ cinq gigawatts la production de 2005 dans le scénario de prix élevé.

Au tableau 4-15, les chiffres correspondant à "demande de pointe intérieure" et "demande de pointe des réseaux" représentent la somme des pointes provinciales. Étant donné que ces pointes ne se produisent pas toutes en même temps (elles ne coincïdent pas) les chiffres nationaux sont peut-être exagérés par rapport à la pointe globale. Ils

Tableau 4-14

Production d'électricité dans les Territoires du Nord-Ouest

	1984	1990		2005	
		Scénario de prix bas	Scénario de prix élevé	Scénario de prix bas	Scénario de prix élevé
Capacité de production (MW)	191	191	191	229	219
Demande de pointe intérieure	193	134	131	190	183
Demande de pointe des réseaux	193	134	131	190	183
Capacité restante[a]	-2	57	60	39	36
Pourcentage de pointe des réseaux	-1	43	46	21	20
Production d'énergie (GW.h)	523	571	554	838	803
Hydroélectricité	317	303	303	303	303
Charbon	0	0	0	0	0
Nucléaire	0	0	0	0	0
Autres	206	268	251	535	500
Consommation interne (GW.h)	523	571	554	838	803
Transferts interprovinciaux nets vers l'extérieur (l'intérieur)	0	0	0	0	0
Exportations nettes	0	0	0	0	0

[a] Les valeurs négatives sont dues à la charge de pointe étant la somme de toutes charges de pointe qui ne coïncident pas et qui exagèrent la charge de pointe réelle.

Tableau 4-15

Production d'électricité au Canada

	1984	1990		2005	
		Scénario de prix bas	Scénario de prix élevé	Scénario de prix bas	Scénario de prix élevé
Capacité de production (MW) [a]	95497	107385	107535	150550	144950
Demande de pointe intérieure[b]	72396	82376	81016	118880	114545
Demande de pointe des réseaux[c]	73258	87833	86673	127772	123403
Capacité restante	22239	19552	20862	22778	21547
Pourcentage de pointe des réseaux	30	22	24	18	17
Production d'énergie (GW.h)	425407	509439	511269	718603	707703
Hydroélectricité	283300	328047	328577	428054	417939
Charbon	78808	66117	65798	141651	138841
Nucléaire	49247	99519	99765	124833	131635
Autres	14052	15756	17129	24065	19288
Consommation interne (GW.h)	386316	456482	451486	668553	652776
Exportations nettes	39091	52957	59783	50050	54927

[a] La capacité de production dans ce tableau inclut la capacité achetée.
[b] Ces chiffres sont la somme des demandes de pointe provinciales qui ne coïncident pas nécessairement. Par conséquent, les valeurs de la capacité restante et du pourcentage de pointe des réseaux peuvent être sous-évaluées sur une base nationale.
[c] La demande de pointe de réseau inclut la demande de pointe interne pour Terre-Neuve à cause de larges ventes au Québec.

Tableau 4-16

Production et capacité de production d'électricité par catégorie de combustible

Production d'électricité, Térawatt-heures (TW.h)

	1984		1990				2005			
			Scénario de prix bas		Scénario de prix élevé		Scénario de prix bas		Scénario de prix élevé	
	TW.h	Pour cent	TW.h	Pour cent	TW.h	Pour cent	TW.h	Pour cent	TW.h	Pour cent
Charbon	78,8	19	66,1	13	65,7	13	141,7	20	138,8	20
Hydroélectricité	283,3	66	328,0	64	328,6	64	428,0	60	417,9	59
Nucléaire	49,2	12	99,5	20	99,8	20	124,8	17	131,6	19
Pétrole et gaz naturel	11,8	3	12,8	3	14,2	3	19,4	3	14,6	2
Autres	2,3	0	3,0	1	2,9	1	4,7	1	4,7	1
Total - Canada	425,4	100	509,4	100	511,2	100	718,6	100	707,6	100

Capacité de production, Gigawatts (GW)

	1984		1990				2005			
			Scénario de prix bas		Scénario de prix élevé		Scénario de prix bas		Scénario de prix élevé	
	GW	Pour cent	GW	Pour cent	GW	Pour cent	GW	Pour cent	GW	Pour cent
Charbon	16,1	18	19,1	19	19,1	19	28,7	20	29,2	21
Hydroélectricité	55,0	60	58,4	57	58,4	57	81,5	56	77,2	55
Nucléaire	7,7	8	13,5	13	13,5	13	18,7	13	18,7	13
Pétrole et gaz naturel	9,3	11	8,5	9	8,7	9	13,5	9	11,7	9
Autres	2,3	3	2,5	2	2,5	2	2,7	2	2,7	2
Total - Canada	90,4	100	102,0	100	102,2	100	145,1	100	139,5	100

Nota: Les chiffres de ce tableau ont été arrondis.
Source: Tableaux A4-4 et A4-5 en annexe.

ne nous donnent donc qu'une idée imprécise du niveau de la demande de pointe nationale. Il en résulte donc que les chiffres concernant la "Capacité restante" au Canada sont peut-être sous-évalués.

Le tableau 4-16 montre, en résumé, la part de la production et de la capacité de production globales qu'a occupée chaque type de production au Canada en 1984, ainsi que les prévisions pour 1990 et 2005. Il est manifeste que l'on s'attend à ce que la part la plus importante revienne à l'hydroélectricité, bien qu'on prévoie un accroissement de la part du nucléaire. Les répercussions détaillées à l'échelon provincial ont déjà été examinées ci-dessus.

La capacité, qui était de 90 gigawatts en 1984, devrait atteindre 115 gigawatts en 1995 dans les deux cas. En 2005, nous prévoyons que cette capacité atteindra environ 145 et 140 gigawatts, dans le scénario de prix bas et celui de prix élevé, respectivement.

La production globale a été de 425 térawatt-heures en 1984. Il est prévu qu'elle atteindra 719 térawatt-heures et 708 térawatt-heures en 2005 dans le scénario de prix bas et celui de prix élevé, respectivement.

Hydroélectricité

En 1984, les centrales hydroélectriques ont fourni 283 térawatt-

heures. D'ici 2005, on s'attend à ce que ce chiffre atteigne 428 térawatt-heures, soit environ 60 pour cent de la production totale d'électricité, dans le scénario de prix bas. Dans celui de prix élevé, la production hydroélectrique devrait atteindre 418 térawatt-heures en 2005, soit également environ 60 pour cent de la production totale. Même alors, plusieurs provinces auront encore des sites hydroélectriques importants non aménagés.

Charbon

En 1984, 79 térawatt-heures d'électricité ont été fournis grâce au charbon, soit environ 19 pour cent de la production d'électricité canadienne. Huit cent cinquante-quatre pétajoules de charbon ont été consommés pour cela.

Nous prévoyons que la production des centrales au charbon diminuera jusqu'en 1990 pour reprendre et atteindre 142 et 140 térawatt-heures d'ici l'an 2005, dans le scénario de prix bas et celui de prix élevé, respectivement. Dans les deux cas, cela représente environ 20 pour cent de la production d'électricité escomptée pour 2005, ce qui constitue une hausse importante par rapport à la proportion de 13 pour cent prévue pour 1990. Pour atteindre une telle production, il faudra environ 1 600 pétajoules de charbon. Au cours de toute la période couverte par cette étude, il y aura du charbon en abondance pour satisfaire les besoins des centrales thermiques.

Uranium

En 1984, les centrales nucléaires ont produit 49 térawatt-heures d'électricité, soit près de 12 pour cent de la production totale. Cette production a nécessité 596 pétajoules d'uranium.

Nous nous attendons à ce que l'électricité fournie par les centrales nucléaires atteignent 125 et 132 térawatt-heures en 2005, dans le scénario de prix bas et celui de prix élevé, respectivement. Dans les deux cas, cela représente environ 18 pour cent de la production totale d'électricité escomptée pour 2005. Il faudra respectivement 1 500 pétajoules et 1 600 pétajoules d'uranium environ, dans le scénario de prix bas et celui de prix élevé, respectivement, pour assurer une telle production. Il y aura de l'uranium en abondance pendant toute la période couverte par cette étude.

Pétrole

En 1984, les centrales au mazout ont fourni environ six térawatt-heures, soit quelque deux pour cent du total. Il a fallu 66 pétajoules de pétrole pour produire cette électricité.

Nous prévoyons que l'électricité produite par des centrales thermiques au mazout atteindra respectivement environ 11 térawatt-heures et six térawatt-heures en 2005, dans le scénario de prix bas et celui de prix élevé, respectivement. Dans les deux cas, ceci correspond à environ un pour cent de la production totale d'électricité escomptée pour 2005. Si les prix sont bas, il faudra 116 pétajoules de pétrole, s'ils sont élevés il en faudra 65. Le pétrole continuera notamment à alimenter des centrales thermiques dans les régions isolées.

Gaz naturel

En 1984, six térawatt-heures d'électricité ont été produits grâce au gaz naturel, soit environ un pour cent de la production d'électricité. Il a fallu pour cela 49 pétajoules de gaz naturel.

Nous nous attendons à ce que dans nos deux hypothèses, le gaz naturel continue à assurer environ un pour cent de la production totale d'électricité en 2005. Dans les deux cas il faudrait environ 70 pétajoules de gaz naturel.

Autres

Au cours de la période étudiée, l'électricité produite par d'autres combustibles représentait moins de un pour cent de la production globale. Cette catégorie comprend les déchets de bois, la liqueur noire, le gaz de cokéfaction et le gaz de haut fourneau, d'autres sources comme la biomasse et les sous-produits de combustibles fossiles, l'énergie éolienne et l'énergie solaire. Bien que ces diverses ressources seront plus largement utilisées au cours de la période étudiée, leur apport global à la production d'énergie demeurera réduit, ce qui ne signifie pas que dans certaines régions de notre pays, elles ne joueront pas un rôle important, en particulier le vent, les petites unités hydroélectriques et l'énergie solaire.

4.4 Exportations

Nous prévoyons que les exportations globales d'électricité, qui étaient de 41 térawatt-heures en 1984, atteindront environ 55 térawatt-heures en l'an 2000 et se maintiendront ensuite à ce niveau.

En 1984, 10 térawatt-heures environ (soit quelque 23 pour cent des exportations globales) appartenaient à une catégorie quelconque de vente garantie. Nous prévoyons qu'en 2005 les exportations garanties atteindront environ 25 térawatt-heures, soit environ 46 pour cent du total, sous l'effet de la nouvelle stratégie de commercialisation d'un cer-

tain nombre de services publics d'électricité, examinée ci-dessus.

Ceci tient au fait que nous avons inclus dans nos prévisions une estimation des exportations potentielles qui découleront de l'accroissement accéléré de la capacité de production destinée à servir les marchés américains. Il importe de noter que nous n'utilisons ces estimations que pour illustrer l'ampleur des exportations qui pourraient découler de cette activité.

Les exportations d'électricité interruptibles, qui étaient de l'ordre de 30 térawatt-heures en 1984, devraient être voisines de 25 térawatt-heures en 2005, soit environ quatre pour cent de la production totale d'électricité. Cette baisse de l'importance relative de l'énergie interruptible s'explique par la méthodologie de notre étude qui, de par sa nature, n'offre pas de prévisions sur les différences permanentes importantes entre la capacité et les besoins.

Bien que la tendance des exportations soit à peu près la même, quelle que soit l'hypothèse de prix du pétrole, nous supposons qu'il y aura une certaine augmentation des exportations globales dans le scénario de prix élevé. Ceci s'explique par la baisse de la demande provinciale, en particulier en Colombie-Britannique, en Ontario et au Québec, ce qui créera des excédents plus importants au cours de la prochaine décennie, et facilitera l'exportation d'énergie excédentaire, surtout sur une base d'économie, lorsque les prix des combustibles fossiles sont plus élevés.

Bien que d'importants transferts d'énergie électrique se fassent entre plusieurs provinces, les États-Unis offrent un marché plus vaste et fréquemment plus accessible aux ser-

Tableau 4-17

Prévisions des exportations globales d'électricité

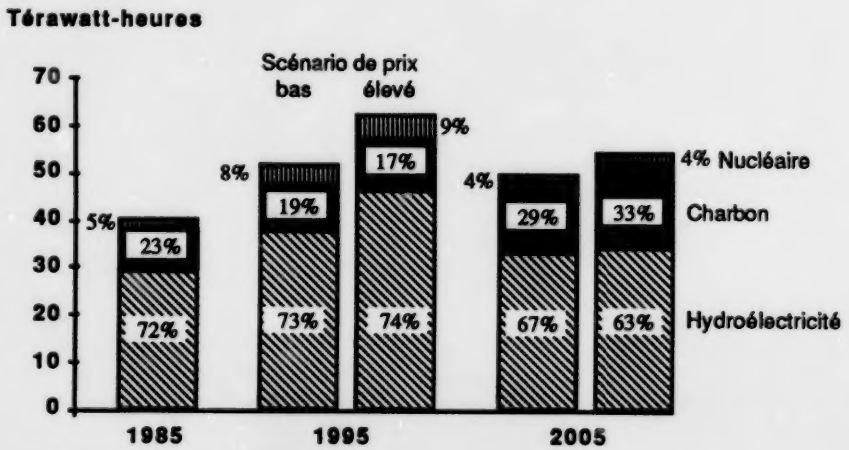
(Térawatt-heures)

	1984	1990		2005	
		Scénario de prix bas	élevé	Scénario de prix bas	élevé
Nouveau-Brunswick	5,6	7,3	7,6	8,5	8,2
Québec	11,2	29,1	31,6	16,7	17,0
Ontario	10,5	8,4	10,3	10,2	12,6
Manitoba	5,0	2,8	3,0	8,1	8,6
Saskatchewan	0,0	0,1	0,1	0,1	0,1
Alberta	0,0	0,8	1,0	1,0	3,0
Colombie-Britannique	6,7	4,5	6,2	5,5	5,5
Total - Canada	39,0	53,0	59,8	50,1	55,0

Nota: Les chiffres de ce tableau ont été arrondis.
Source: Tableau A4-7 en annexe.

Figure 4-1

Exportations nettes d'électricité par type de combustible



Source: Tableau A4-8 en annexe

vices publics canadiens. La situation ne devrait pas changer au cours de la période étudiée. Le tableau A4-5 en annexe présente une estimation des transferts interprovinciaux nets.

Les perspectives d'exportation globale d'électricité par province pour certaines années, apparaissent au tableau 4-17. Au cours des dernières années de cette décennie, les plus grands exportateurs devraient être le Québec, l'Ontario, la Colombie-Britannique, le Manitoba et le Nouveau-Brunswick. L'Alberta devrait commencer à exporter de l'électricité en 1991 par l'intermédiaire de la Colombie-Britannique.

Les exportations d'électricité devraient continuer à être surtout assurées par les centrales hydroélectriques et les centrales thermiques au charbon (figure 4-1), les premières perdant peu à peu de leur importance et les deuxièmes en gagnant, au cours de la période visée par ce rapport. Les exportations d'électricité produite à partir du charbon s'accroissent plus rapidement dans le scénario de prix élevé que dans l'autre, à cause de leur plus grand avantage comparatif sur les marchés où la production à base de mazout domine.

En 1984, le Canada a exporté environ 10 pour cent de sa production totale d'électricité. Nous prévoyons que cette proportion tombera à environ sept pour cent en 2005 à cause de la disparition de la "bulle" excédentaire actuelle et de la stratégie de commercialisation décrite ci-dessus. Bien que nous supposions que le niveau des exportations sera modéré, si d'autres possibilités d'exportations encore au stade des discussions préliminaires se concrétisaient, les exportations pourraient être sensiblement plus élevées.

Résumé

Il n'existe aucune contrainte inhérente à la capacité des services publics d'assurer l'alimentation du Canada en électricité au cours de la période étudiée. Compte tenu de l'abondance des ressources énergétiques de base, de la diversité des techniques de production existantes et d'une planification appropriée, des taux de croissance encore supérieurs à nos prévisions seraient réalisables.

Pour l'ensemble du Canada, nous nous attendons à ce que la demande d'électricité augmente de 2,8 et 2,6 pour cent par an au cours de la période d'étude dans le scénario de prix bas et celui de prix élevé, respectivement. Ces taux de croissance sont remarquablement proches l'un de l'autre, étant donné les circonstances différentes qui définissent nos deux scénarios. Ceci tient au fait que lorsque le prix du pétrole augmente, deux éléments interviennent pour faire contrepoids. Le premier est la baisse de l'activité économique, ce qui amène un fléchissement de la demande d'énergie globale, y compris de la demande d'électricité. Le second est la hausse des prix du pétrole qui permet à l'électricité de s'assurer une plus large part du marché de l'énergie. En d'autres termes, lorsque le prix du pétrole augmente, l'électricité s'assure une part croissante d'un marché en régression.

Pour ce qui est des exportations d'électricité, nos hypothèses tiennent compte des tendances actuelles de plusieurs provinces à rechercher de plus en plus activement des débouchés à l'étranger. Cette façon de concevoir la planification et la commercialisation de la production d'électricité devrait donner lieu à une activité vigoureuse sur le plan des exportations au cours de la période étudiée.

Chapitre 5
Gaz naturel

Ce chapitre contient une analyse des approvisionnements en gaz naturel canadien provenant de sources traditionnelles ainsi que de régions pionnières.

Nous évaluons tout d'abord les réserves établies, les additions aux réserves et le potentiel ultime des régions productrices traditionnelles. Nous examinons ensuite les réserves actuelles dans les régions pionnières et nos projections concernant la capacité de production des régions traditionnelles ainsi que des régions pionnières. Après cela, nous examinons les perspectives en matière d'exportations et concluons par une évaluation des conséquences pour les bilans de l'offre et de la demande dans les régions traditionnelles uniquement, en y ajoutant ensuite l'approvisionnement des régions pionnières.

Plus de 99 pour cent des approvisionnements canadiens actuels en gaz naturel proviennent du bassin sédimentaire de l'Ouest du Canada, qui s'étend sur une partie de l'Alberta, de la Saskatchewan, de la Colombie-Britannique et du Sud du Yukon et des Territoires du Nord-Ouest. Le reste provient de sources de l'Est du Canada.

Lorsque diminueront les approvisionnements de gaz naturel du bassin sédimentaire de l'Ouest du Canada, il y aura une dépendance de plus en plus grande à l'égard d'autres sources, telles que le gaz du Delta du Mackenzie, de l'archipel Arctique et des régions au large des côtes, où des gisements importants ont déjà été découverts. Les approvisionnements futurs seront totalement tributaires du succès de l'exploration, des attentes concernant les prix, des coûts de mise en valeur, d'exploitation et de transport, des régimes fiscaux en vigueur, des innovations technologiques et des stratégies d'investissement de l'industrie.

5.1 Réserves établies

Nos estimations des réserves établies de gaz naturel commercialisable qui existent encore au Canada, au 31 décembre 1984, sont de 96,2 exajoules. Sur ce total, 78,6 exajoules se trouvent dans les régions productrices traditionnelles et 17,6 exajoules dans le Delta du Mackenzie et l'archipel Arctique. Le tableau 5-1 décompose ces réserves par région.

En 1984, 3,5 exajoules de gaz nouveau ont été ajoutés aux réserves des régions traditionnelles grâce à de nouvelles découvertes et à la valorisation des réserves existantes. Cependant, des révisions à la baisse de deux exajoules et une production de trois exajoules pendant l'année se sont traduites par une diminution nette de 1,5 exajoule des réserves restantes à compter de la fin de l'année 1983. Ces révisions à la baisse, pour la plupart en Alberta, reflètent des réévaluations des gisements, surtout fondées sur une ana-

Tableau 5-1

Réserves établies restantes de gaz naturel commercialisable

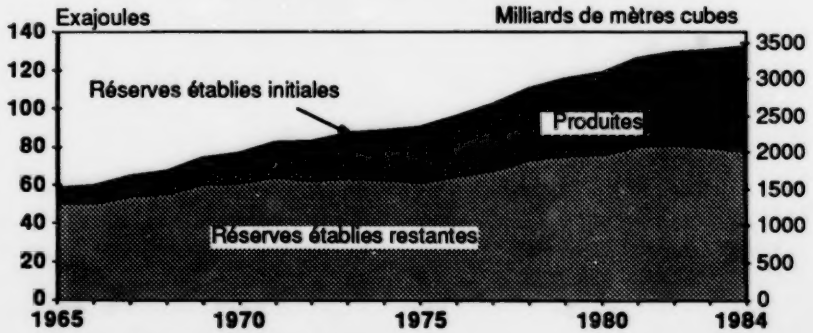
au 31 décembre 1984

	(exajoules)
Columbie-Britannique	9,3
Alberta	66,5
Saskatchewan	1,9
Sud du Yukon et T.N.-O.	0,4
Ontario et autres régions productrices de l'Est	0,5
Total pour les régions classiques	**78,6**
Delta du Mackenzie	5,6
Archipel arctique	12,0
Total pour le Canada	**96,2**

Nota: Les chiffres de ce tableau ont été arrondis.

Figure 5-1

Réserves établies de gaz naturel commercialisable
Zones productrices classiques



Source: Tableau A5-1 en annexe

lyse du taux de diminution de la production.

Notre estimation préliminaire de 76,7 exajoules à la fin de l'année 1985, pour les régions traditionnelles, représente une baisse supplémentaire d'environ 1,9 exajoule du reste des réserves établies. Cette baisse est le résultat d'une production de 3,2 exajoules et d'additions brutes d'environ 1,3 exajoule. C'est la troisième année consécutive que les réserves restantes des régions traditionnelles ont diminué. La figure 5-1 illustre les changements des réserves établies initiales (pré-production) et restantes de gaz naturel commercialisable au cours de ces 20 dernières années.

L'Alberta détient environ 85 pour cent des réserves restantes des régions traditionnelles. Plus de 60 pour cent de ces réserves se trouvent réparties entre quelque 1 100 gisements importants ayant chacun des réserves initiales d'environ 80 pétajoules en moyenne. La plupart d'entre eux sont producteurs depuis un certain temps. En revanche, les 40 pour cent restants qui représentent environ 24 exajoules, se trouvent dans des petits gisements auxquels on attribue des réserves de 10 pétajoules ou moins, et dont la moyenne est inférieure à deux pétajoules. Il y a approximativement 16 500 de ces petits gisements, en majorité pourvus de puits individuels, qui, pour la plupart, n'ont jamais été mis en exploitation. Les récentes études que nous avons effectuées pour établir un lien entre la production passée des petits gisements producteurs et les réserves qui leur ont été assignées, précisent que celles qui ont été attribuées aux petits gisements qui ne sont pas encore exploités, sont peut-être surestimées.

Nous avons tenté de déterminer l'effet des variations de prix sur les réserves établies restantes. Pour ce faire, nous avons analysé la viabilité économique de la mise en exploitation des gisements de gaz non raccordés de l'Alberta. L'étude montre que, dans notre scénario de prix bas, environ quatre exajoules sur les quelque 20 exajoules actuellement non raccordés demeureront probablement inaccessibles sur le plan économique pendant toute la période couverte par les prévisions. Dans le scénario de prix élevé, il se peut qu'il ne soit pas économique de raccorder des gisements représentant environ deux exajoules, pendant cette période.

5.2 Additions aux réserves et potentiel ultime - Régions traditionnelles

Pour nous assurer que la mise en valeur des réserves sur lesquelles nous appuyons nos projections de l'offre est économiquement viable, et pour donner un fondement à notre estimation du moment probable où la mise en valeur de nouvelles ressources se fera, nous comparons les coûts estimatifs des approvisionnements des projets aux profils de prix contenus dans nos deux scénarios. Cette comparaison est fondée sur ce que l'on appelle les coûts sociaux des approvisionnements.

Les coûts sociaux des approvisionnements sont les valeurs par unité de production, qui, lorsqu'elles seront gagnées pour toutes les unités de production pendant la durée du projet, assureront un taux de rendement réel de 10 pour cent (taux d'actualisation social[1]) pour toutes les dépenses connexes futures d'exploration et de développement. Cette rentabilité est brute d'impôt et de redevances et incorpore implicitement une prime de risque qui ne correspond qu'au niveau moyen de risque lié à tous les investissements en capital au Canada. Ces coûts sociaux des approvisionnements représentent les valeurs minimales qui doivent être affectées à chaque unité de production pour couvrir les coûts directs en capital, main-d'oeuvre et autres, requis pour mettre en valeur la ressource.

Une des caractéristiques importantes des coûts sociaux des approvisionnements tient au fait qu'ils sont indépendants du régime fiscal aussi bien que de la situation fiscale et financière propre à la société qui pourra finalement exploiter la ressource. Les coûts sociaux des approvisionnements sont donc particulièrement utiles à l'élaboration d'une perspective des approvisionnements sur une période caractérisée

1. Le taux d'actualisation social réel pour le Canada a été le sujet de beaucoup de recherches et de discussions. Le Conseil du Trésor fédéral recommande un taux de 10 pour cent. Le personnel de l'Office a étudié les travaux existants, tenu des consultations, et recommandé que le taux d'actualisation social soit de huit pour cent, avec des valeurs de six pour cent et 10 pour cent afin de tester la sensibilité des estimations du "bénéfice net" aux variations du taux d'actualisation social.

   Le personnel de l'Office a utilisé ce taux de huit pour cent pour déterminer les bénéfices nets qu'apporte au Canada la délivrance de licences pour certaines exportations d'énergie. Dans ce rapport, nous utilisons le taux de 10 pour cent - maximum de la fourchette recommandée - afin de fournir un test plus rigoureux des développements de ressources économiquement réalisables, compte tenu des prix de l'énergie et des coûts de développement de projet supposés par nous. Cette contrainte supplémentaire diminue le risque d'une surestimation de l'offre d'énergie additionnelle attendue à la suite de la mise en valeur de nouveaux projets - en particulier ceux à très forte prédominance de capital.

par des dispositions fiscales variant d'une société à l'autre et indéniablement appelées à être modifiées à la longue. Les coûts sociaux des approvisionnements unitaires estimés dans ce rapport refléteraient le prix ou produit qui permettrait la mise en valeur du projet, à condition que le taux de rendement de 10 pour cent reflété par le taux d'actualisation social soit suffisant pour satisfaire les attentes relatives aux impôts, au taux de rendement et aux redevances des gouvernements, des investisseurs et des propriétaires des ressources, respectivement.

Certes, l'industrie n'investit pas en fonction des taux sociaux de rentabilité, mais plutôt d'une évaluation des taux privés de rentabilité qui justifient les primes de risque et la manière dont les impôts et les redevances applicables ont un effet sur la société concernée. Cependant, à cause de l'extrême diversité de la situation des sociétés sur le plan des impôts et des redevances et de la façon dont chacune d'entre elles évalue le risque et les incertitudes liés aux systèmes fiscaux futurs, il est pratiquement impossible d'estimer les coûts privés et les recettes pour l'ensemble de l'industrie. Nous acceptons donc le coût social des approvisionnements et son taux de rendement implicite en remplacement du taux privé, en tenant compte du fait que dans de nombreux cas, il sous-estimera les coûts totaux encourus par le secteur privé. Nous reconnaissons que la fiscalité peut créer des différences entre la rentabilité privée et sociale, mais à long terme il est raisonnable de s'attendre à ce que le régime fiscal soit tel qu'il permette à des projets socialement réalisables de se concrétiser.

Le tableau 5-2 compare les fourchettes estimées des coûts sociaux des approvisionnements de gaz naturel de l'Ouest du Canada avec nos deux scénarios de prix au gisement. Deux estimations différentes du coût des approvisionnements sont ainsi présentées. La plus élevée ne représente que les coûts des découvertes projetées de nouveaux gisements pendant la période étudiée; la seconde tient également compte de la valorisation des découvertes passées. Nous avons présenté les deux estimations, car dans le passé, l'exploration a donné lieu à des révisions à la hausse des réserves assignées à des découvertes antérieures.

Nous nous attendons à ce que les additions aux réserves par mètre de forage exploratoire continuent de décroître avec la diminution des perspectives de nouvelles découvertes; de ce fait, les coûts sociaux des approvisionnements augmenteront avec le temps. C'est ce qui explique les coûts plus élevés qui apparaissent dans ce tableau pour les dernières années de la période étudiée. Nous avons indiqué une fourchette probable du coût moyen des additions aux réserves afin de tenir compte de la variation attendue de la qualité des zones productrices possibles.

Dans le scénario de prix élevé, les prix projetés du gaz naturel au gisement dépassent les coûts sociaux moyens estimatifs des approvisionnements, de sorte que l'exploration paraît profitable. Dans le scénario de prix bas, l'exploration ne paraît pas profitable en moyenne. Cependant, les projets moins coûteux offrant des taux de rendement plus élevés, seront mis en valeur et la prospection pétrolière permettra de trouver du gaz naturel par la même occasion. Lorsque l'on examine ces rapports entre les prix et les coûts, il est important de tenir compte du fait que (comme nous l'avons noté au chapitre 2), notre système d'établissement du prix du gaz naturel débouche sur une projection du prix du gaz qui est inférieure à ce qu'elle serait s'il y avait une différenciation des prix.

Tableau 5-2

Coûts sociaux estimatifs des approvisionnements et prix du gaz naturel au gisement [a] Ouest canadien

	1986	1987	1995	2005
	($C 1986 par gigajoule)			
Prix du gaz naturel				
Scénario de prix bas	2,10	0,86	1,55	1,50
Scénario de prix élevé	2,10	1,43	3,30	3,25
Coûts sociaux des approvisionnements [b]				
Pour les nouvelles découvertes	2,50-3,10	2,50-3,10	2,65-3,30	2,80-3,50
Pour les additions	1,55-1,95	1,55-1,95	1,70-2,10	1,95-2,55

[a] Les prix au gisement sont les prix à la frontière de l'Alberta (tableau 2-3) moins les coûts de transport du gisement jusqu'à la frontière albertaine.
[b] Les fourchettes reflètent les variations de la qualité du gaz.

À notre avis, le potentiel ultime du bassin sédimentaire de l'Ouest canadien se situe quelque part entre 170 et 200 exajoules, comme nous l'avions indiqué dans le Rapport de septembre 1984. Or, une tranche de 133 exajoules avait déjà été découverte vers la fin de 1984. Pour établir nos projections (figure 5-4), nous avons fixé la valeur moyenne, soit 185 exajoules, comme restriction à la quantité de gaz qui pourrait être ajoutée aux réserves pendant la période à l'étude. Des ajouts plus importants seraient possibles si le potentiel ultime était supérieur à celui que nous évaluons actuellement. Par ailleurs, si les prix augmentaient, l'activité s'accroîtrait certainement en matière de forages, ce qui aurait pour conséquence directe l'ajout d'une quantité de gaz supérieure aux réserves pendant la période visée par nos projections.

5.3 Régions pionnières

Les régions pionnières canadiennes ont un potentiel géologique important et pourraient assurer une part considérable des approvisionnements futurs en gaz naturel. Les quantités qui seront exploitées commercialement et le moment opportun pour cette exploitation, seront cependant tributaires de nombreux facteurs, notamment le volume total découvert, la situation économique, et les progrès technologiques. Les facteurs d'incertitude entourant la mise en valeur, l'exploitation et le transport du gaz naturel à partir des régions pionnières, rendent extrêmement difficile la prévision de l'offre de cette source. En outre, la faiblesse actuelle des prix mondiaux du pétrole et la suppression progressive du Programme d'encouragement du secteur pétrolier ont entraîné des réductions de l'activité d'exploration, ajoutant encore à l'incertitude qui s'attache à l'évaluation des perspectives de l'offre de ces régions.

Il est reconnu que les trois régions pionnières où des recherches se poursuivent actuellement offrent un potentiel important de réserves de gaz: le Delta du Mackenzie/Mer de Beaufort, l'archipel Arctique et la région au large de la côte Est. Jusqu'à présent, ces régions n'ont pas encore produit de gaz naturel.

L'Office avait déjà fixé les réserves établies de gaz naturel dans le Delta du Mackenzie/Mer de Beaufort et l'archipel Arctique à environ 6 exajoules et 12 exajoules respectivement. Nous considérons que ces estimations sont toujours valables, bien qu'on ait depuis trouvé plus de gaz dans le nord, en particulier dans la Mer de Beaufort. Nous ne considérons pas pour l'instant qu'il s'agisse là de réserves établies car leur viabilité économique demeure incertaine et les estimations n'ont pas été publiquement vérifiées par l'Office dans le cadre de son processus d'audiences. De plus, nous n'avons pas accès à toutes les données confidentielles requises pour des évaluations indépendantes pour chaque gisement. C'est pour les mêmes raisons que l'Office n'a pas encore reconnu de réserves de gaz établies dans la région au large de la côte Est bien que plusieurs découvertes y aient été faites.

Dans son Rapport annuel de 1985, l'Administration du pétrole et du gaz des terres du Canada (APGTC) a présenté des estimations des ressources récupérables possibles découvertes jusqu'à présent sur les terres du Canada. Ces estimations des "ressources découvertes", en ce qui concerne le gaz, sont présentées au tableau 5-3. Aucune restriction économique n'étant imposée à ces estimations, il n'est pas possible de les comparer directement avec les estimations de l'Office concernant les réserves établies.

Tableau 5-3

Estimations de l'APGTC concernant les ressources en gaz naturel découvertes des régions pionnières.

	(exajoules)
Delta du Mackenzie/ Mer de Beaufort	10,6
Archipel arctique	15,5
Au large de la côte Est	10,4

Nota: Les chiffres de ce tableau ont été arrondis.

Les ressources découvertes sont des estimations des quantités de pétrole brut ou de gaz naturel potentiellement récupérables à partir de réservoirs connus mais dont la viabilité économique est incertaine.

5.4 Capacité de production

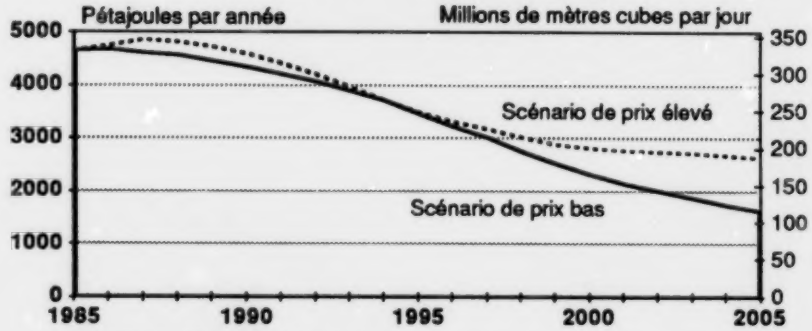
La capacité de production de gaz naturel de l'Ouest du Canada, que nous projetons dans les deux scénarios de prix, est illustrée à la figure 5-5 et présentée en détail aux tableaux A5-5 et A5-6 en annexe.

Notre projection de la capacité de production des régions traditionnelles comporte trois éléments. Il s'agit de la capacité de production des:

- réserves actuellement établies faisant l'objet d'un contrat,
- réserves actuellement établies mais ne faisant pas encore l'objet d'un contrat, et
- additions aux réserves.

Les projections de la capacité de production des réserves actuellement sous contrat en Alberta, dans les deux scénarios de prix, sont fondées sur les projections du Rapport

Figure 5-5
Capacité de production de gaz naturel
Zones productrices classiques



Source: Tableau A5-6 en annexe

de septembre 1984, rajustées pour tenir compte de la production effective en 1983-1984 et de l'effet du prix sur la capacité de production. Nos estimations de la capacité de production de la Colombie-Britannique reflètent nos études de la capacité du réseau de Westcoast à jour à la fin de l'année 1984.

La capacité de production de plus de 90 pour cent des réserves sous contrat dans l'Ouest du Canada est établie pour chaque gisement en utilisant notre modèle informatisé de la capacité de livraison de gaz. Ces projections tiennent compte des caractéristiques de débit de chaque puits, des paramètres de base du réservoir et du taux contractuel quotidien. Il intègre également les données relatives aux coûts de forage et de compression et les rentrées nettes projetées des producteurs pour déterminer la période pendant laquelle la capacité de production peut être maintenue au taux contractuel ou au voisinage de celui-ci en ajoutant des puits intercalaires et/ou des compresseurs au gisement.

La prévision de la capacité de production des 10 pour cent restants des réserves sous contrat, qui comprennent celles de la Saskatchewan, est fondée soit sur la production passée, soit sur des estimations publiées par des organismes provinciaux ou des services publics.

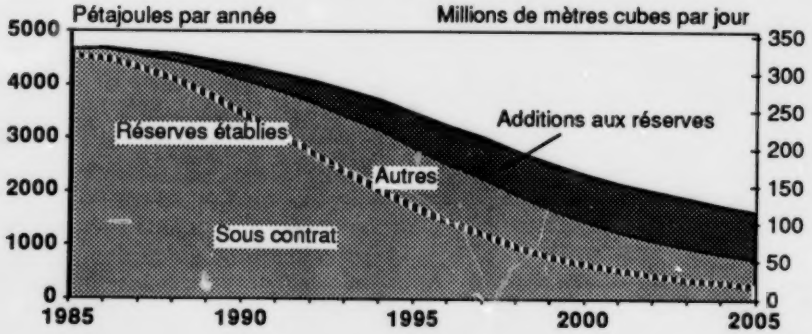
Pour dériver nos projections de la capacité de production des réserves établies actuellement sous contrat, dans les deux scénarios de prix, nous avons effectué des tests de sensibilité aux prix sur un échantillon d'environ 100 gisements producteurs de gaz non associé en Alberta dont les réserves initiales étaient supérieures à 1 500 millions de mètres cubes. Ces réserves représentent environ 20 pour cent du total des réserves restantes sous contrat. Ces tests indiquent que la capacité de production des réserves sous contrat de l'Alberta serait d'environ 5,5 pour cent plus importante, au total, dans le scénario de prix élevé que dans celui de prix bas, au cours de la période de projection. Dans le scénario de prix élevé, il y aurait probablement plus de deux fois la quantité d'investissements en faveur de puits et de compresseurs que dans l'autre scénario. Cette mise en valeur additionnelle n'est cependant pas suffisante pour empêcher la baisse inévitable de la capacité de production de ces réserves.

La figure 5-6 montre que la capacité de production des quelque 50 exajoules de réserves déjà découvertes dans les régions traditionnelles et actuellement sous contrat, baissera pendant toute la période des prévisions à cause de l'épuisement des réservoirs. On s'attend à ce que la capacité de production des réserves actuellement sous contrat tombe de 4 580 pétajoules par an en 1985 à 278 pétajoules par an en 2005 selon le scénario de prix bas, et à 285 pétajoules par an en 2005, d'après le scénario de prix élevé.

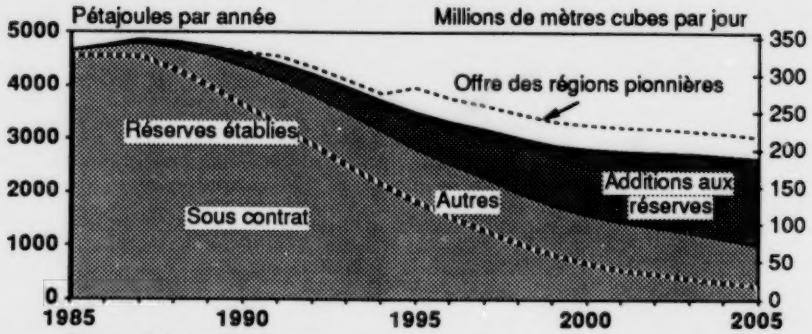
On prévoit que la capacité de production des réserves établies qui ne sont pas actuellement sous contrat et des additions aux réserves sera voisine de celle des réserves actuellement sous contrat à la fin des années 1990, et la dépassera vers la fin de la période des prévisions. La variabilité de ces deux éléments de l'offre en ce qui concerne les taux de raccordement supposés et les profils de production leur permet de refléter la demande et les prix futurs.

En ce qui concerne les réserves de l'Alberta et de la Saskatchewan qui ne sont pas actuellement sous contrat, et toutes les additions aux réserves, nous évaluons une capacité de production globale plutôt que par gisement. De ce fait, les scénarios concernant les calendriers de raccordement et les profils de capacité de production exigent un examen prudent. Pour tous les gisements de gaz existants en Colombie-Britannique, la capacité de production est obtenue grâce à notre modèle de capacité de livraison de gaz pour chaque gisement; il

Figure 5-6
Capacité de production de gaz naturel par source d'approvisionnement
Scénario de prix bas



Scénario de prix élevé



Source:Tableau A5-6 en annexe

fallait donc avoir les dates de mise en exploitation des gisements qui ne sont pas actuellement sous contrat. Ces dates étaient fondées sur les renseignements fournis par Westcoast à l'appui de sa demande de droits 1985-1986 et ont été assignées à chaque gisement en tenant compte des niveaux attendus de la demande, de l'importance du gisement et de son éloignement des pipelines existants.

Dans le passé, nous ne nous sommes pas directement attaqués au problème de l'établissement d'un lien entre les calendriers de raccordement des réserves qui n'étaient pas sous contrat et des additions aux réserves et un scénario de prix déterminé. Le rythme de ces raccordements pourrait cependant beaucoup varier; les représentants de l'industrie nous ont dit que si le prix était approprié, la plupart des nouveaux gisements de gaz pourraient être raccordés et devenir producteurs quatre ans après leur découverte.

Les profils de la capacité de production de gaz nouveau peuvent également varier. Dans le passé nous avons supposé, en nous fondant sur nos consultations auprès de l'industrie, que le gaz continuerait à faire l'objet de contrats et à être produit en vertu de contrats à long terme; c'est pourquoi nous avons utilisé un profil de production d'une unité de production pour 7 000 unités de réserve (1:7 000) pendant huit ans, suivie par une baisse de 8,22 pour cent par an. Nos études les plus récentes sur la capacité de production indiquent que le cycle de vie fixe pour un taux d'extraction initial de 1:7 000 pourrait aller au-delà de ces huit années, mais serait suivie par une baisse plus accusée. D'ailleurs, des taux de production allant jusqu'à 1:3 500 selon des périodes de production initiale constantes proches de six ans sont peut-être possibles si les prix sont suffisamment élevés pour soutenir les efforts supplémentaires requis quant à la mise en valeur.

Afin de déterminer les profils appropriés de la capacité de production des réserves albertaines qui ne sont pas sous contrat et de toutes les additions aux réserves, nous avons utilisé notre nouvelle base de données intégrée sur les approvisionnements en gaz de l'Alberta (elle contient toutes les données pertinentes sur les réserves et les capacités de livraison requises pour estimer la capacité de production). Ainsi, nous avons étudié la capacité de production physique et économique des petits gisements de gaz de l'Alberta à chacun des deux taux initiaux: 1:7 000 et 1:3 500. L'échantillon utilisé dans notre test comprenait tous les gisements de gaz non associé ayant des réserves initiales allant de 150 millions de mètres cubes à 300 millions de mètres cubes. Ces gisements représentent environ 2,5 exajoules sur 13,6 exajoules des réserves de gaz albertain qui ne sont pas sous contrat, à l'exclusion du gaz des gisements peu profonds à faible perméabilité du Sud-Est de

l'Alberta. Notre analyse montre que dans les deux scénarios de prix, la capacité de production de ces petits gisements pourrait être voisine du taux de 1:7 000 pendant 15 ans ou plus ou du taux de 1:3 500 pendant environ six ans.

Dans le scénario de prix élevé, nous supposons que les réserves de l'Alberta qui ne sont pas sous contrat et toutes les additions aux réserves continueraient à faire l'objet de contrats à long terme, c'est-à-dire que les taux initiaux seraient de 1:7 000. Dans le scénario de prix bas, nous avons supposé que la moitié de ces réserves feraient l'objet d'un contrat au taux initial plus élevé de 1:3 500, à cause du besoin accru d'une capacité de production et du désir probable de la part des producteurs de rentrer dans leurs fonds le plus rapidement possible. Nous avons donc utilisé la moyenne des deux profils dérivés de notre échantillon-test.

Lorsque nous avons choisi les taux de raccordement et les profils de production dans les deux scénarios de prix, nous avons tenu compte de la disponibilité des réserves et de la demande totale de gaz au cours de la période visée par nos projections. Les calendriers ont été choisis de manière à ce qu'une certaine capacité de réserve continue à exister dans chaque scénario de prix. En prévision de l'augmentation des débouchés à l'exportation pour le gaz naturel, nous nous attendons à ce que les producteurs accroissent plus leur capacité de production en fonction de la somme de la demande intérieure et des exportations visées par une licence, dans le scénario de prix élevé que dans celui de prix bas. Les calendriers de raccordement révèlent un excédent de capacité de 15 pour cent et de 30 pour cent environ dans le scénario de prix bas et celui de prix élevé, respectivement. Ces calendriers de raccordement sont présentés au tableau A5-4 en annexe.

Lorsque l'on utilise ces calendriers de raccordement et ces profils de production, on obtient des prévisions de la capacité de production totale, dans les deux scénarios de prix, qui diffèrent de 240 pétajoules par an (cinq pour cent) en 1990 et de 1 010 exajoules par an (61 pour cent) en 2005.

La fourchette des projections de la capacité de production ainsi représentée ne constitue pas une fourchette maximale de l'offre disponible, mais plutôt la fourchette attendue de la capacité de production, compte tenu des écarts entre les additions aux réserves que nous prévoyons et la demande escomptée au cours de la période à l'étude. Au total, au cours de cette période, la capacité de production est inférieure d'environ 15 pour cent et 7 pour cent, dans le scénario de prix bas et celui de prix élevé, respectivement, à la projection du cas de référence dans le Rapport de septembre 1984.

Il est possible d'accroître la projection de la capacité de production en supposant des taux initiaux de prise plus élevés et des calendriers de raccordement plus rapides. Cependant, la plupart de ces rajustements ont déjà été incorporés à la projection dans le scénario de prix bas, si bien que la possibilité d'accroître la capacité de production est probablement réduite dans ce cas. En revanche, des taux initiaux de prise plus élevés seraient possibles dans le scénario de prix élevé, ce qui se traduirait par une capacité de production quelque peu plus élevée dans les premières années, suivie par une baisse plus rapide.

Nous insistons sur le fait que nos projections en matière d'approvisionnements reflètent les voies que nous avions tracées pour les prix du gaz naturel. Des prix supérieurs à ceux que prévoit notre scénario de prix élevé pourraient se traduire par un accroissement des niveaux des approvisionnements. A ces prix, les réserves de moindre valeur, non rentables lorsque les prix sont peu élevés, pourraient devenir rentables, et les ressources d'autofinancement ainsi accrues des producteurs serviraient à supporter davantage l'exploration et la mise en valeur. Qui plus est, si les prix du gaz suivaient un scénario de différenciation des prix, les ressources d'autofinancement des producteurs s'en trouveraient accrues et créeraient, dans les deux scénarios de prix, des niveaux plus élevés d'approvisionnement que ne le montrent nos projections.

En ce qui concerne les approvisionnements des régions pionnières, les responsables du projet Polar et du projet Venture ont présenté à l'Office des demandes relatives à des installations. Ces demandes sont incomplètes; ni l'une ni l'autre ne contient les renseignements sur les approvisionnements nécessaires à l'évaluation. À cause de l'incertitude de l'importance des réserves disponibles à l'appui de ces projets, nous n'incluons pas leurs approvisionnements dans nos projections. Cependant, à titre d'illustration, nous présentons au tableau A5-6 en annexe et à la figure 5-6 (sur le diagramme concernant le scénario de prix élevé) des estimations relatives à la capacité de production de chaque projet, aux niveaux proposés par les requérants. Pour Hibernia, nous supposons que le gaz en solution serait initialement réinjecté et ne contribuerait donc pas à l'offre totale projetée.

5.5 Exportations

Depuis les années 1950, le Canada exporte des quantités importantes

de gaz naturel aux États-Unis. Depuis le début des années 1970, le niveau annuel des exportations est près de 24 milliards de mètres cubes (847 milliards de pieds cubes) et jusqu'en 1980, ce niveau était voisin de celui autorisé par l'Office. Celui-ci a autorisé des volumes nouveaux importants au début des années 1980 mais, pour diverses raisons, les exportations n'ont pas augmenté (figure 5-7). Les exportations actuellement autorisées sous licence sont voisines des niveaux de pointe; elles diminueront rapidement à partir de 1990.

Les autorisations futures dépendent des perspectives offertes par les marchés américains du gaz et des décisions de l'Office. Ce rapport s'attache surtout aux perspectives d'exportation offertes par les autorisations existantes. Cela signifie, bien entendu, qu'après 1990, les exportations baisseront rapidement selon nos prévisions, et cesseront presque au milieu des années 1990.

De nombreux analystes du marché américain du gaz prévoient cependant un resserrement de ce marché dans les années à venir. De l'avis général, les besoins des États-Unis en matière d'importation augmenteront, si bien que la possibilité d'accroître les exportations continuera à exister pendant toute la période couverte par cette étude.

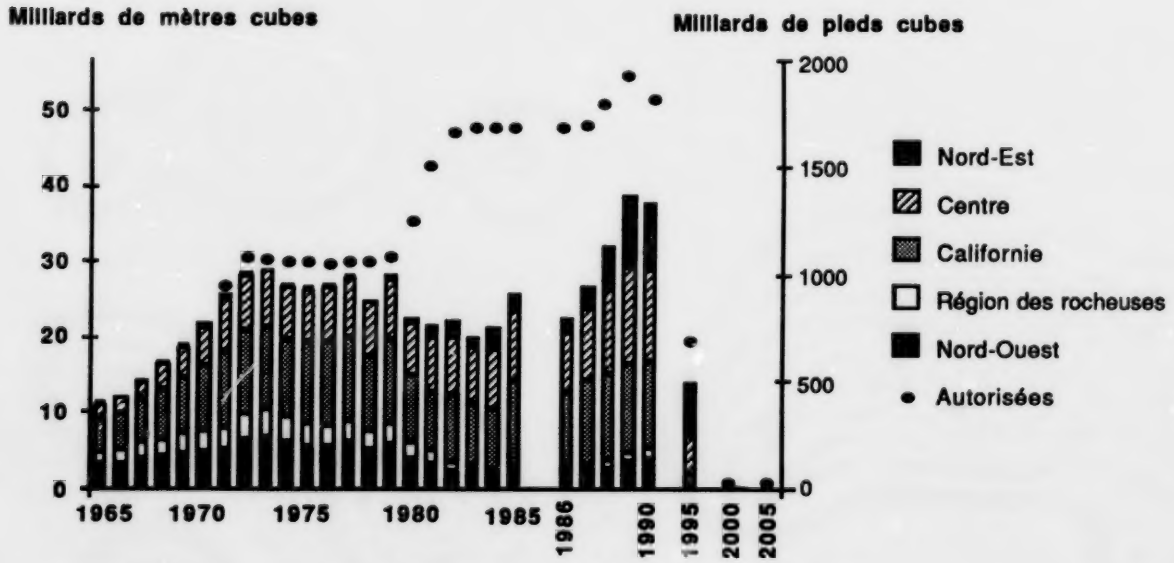
Dans un avenir immédiat, les exportations canadiennes seront fortement influencées par la façon dont la nature des ententes contractuelles s'adaptent aux changements de structure des marchés américains. Elles seront également influencées par la nature et le rythme des changements de la réglementation américaine. Nous examinons tout d'abord les questions liées à ces facteurs et évaluons ensuite les perspectives de l'offre et de la demande américaines de gaz et les répercussions pour les exportations canadiennes. Nous concluons cette section en présentant une perspective des exportations au-delà de la période actuellement couverte par les autorisations.

5.5.1 Structure du commerce de gaz naturel à l'exportation

Avant 1975, les dispositions relatives aux exportations étaient arrêtées à la suite de négociations entre sociétés acheteuses et vendeuses,

Figure 5-7

Exportations de gaz naturel sous licence de l'ONÉ



Nota: Les données sur les volumes autorisés ne sont disponibles qu'à partir de 1971.
Source: Tableau A5-7 en annexe

sous réserve de l'approbation du gouvernement. Entre 1975 et 1984, c'est celui-ci qui fixait les prix à l'exportation. En novembre 1984, les acheteurs et les vendeurs ont à nouveau été autorisés à fixer eux-mêmes les prix, sous réserve d'un prix plancher égal au prix de gros au point de livraison de Toronto. En novembre 1985, ce prix a été remplacé par une série de prix de référence régionaux fondés sur les prix intérieurs réglementés. En vertu de l'accord sur le gaz naturel du 31 octobre 1985, les prix intérieurs réglementés seront remplacés, après le 1er novembre 1986, par un régime d'établissement des prix axé sur le marché qui devrait donner lieu à l'établissement de prix de référence régionaux plus concurrentiels pour les exportations.

Les arrangements relatifs aux exportations sont habituellement conclus entre les compagnies de transport canadiennes et les sociétés pipelinières inter-États américains qui achètent du gaz en vertu de contrats à long terme et le revendent aux services publics de distribution jalonnant leurs réseaux. Il y a de notables exceptions à cette règle générale: les ventes directes à long terme (ventes entre producteurs et services publics de distribution ou utilisateurs, dans lesquels la société pipelinière joue uniquement le rôle de transporteur) par Alberta & Southern Gas Company Limited (A&S) et Pan-Alberta Gas Limited (Pan-Alberta) aux services publics californiens (Pacific Gas and Electric et Southern California Gas Company) et la vente de TransCanada PipeLines Limited (TransCanada) à Boundary Gas Incorporated (groupe de services publics du Nord-Est des États-Unis).

L'an dernier, les ventes directes, à court terme, sur le marché américain, ont rapidement augmenté. Les exportateurs canadiens ont réagi en s'orientant de plus en plus vers des accords d'exportation avec ventes directes et contrats de courte durée. Westcoast Transmission Company Limited (Westcoast) et TransCanada ont conclu des accords de vente directe avec des services publics et(ou) des courtiers américains, et d'autres exportateurs négocient actuellement des ventes additionnelles de même nature. Les sociétés A&S, Pan-Alberta et Westcoast jouent un rôle actif sur le marché au comptant de la Californie. D'autre part, certains producteurs canadiens qui n'étaient pas intervenus directement sur le marché à l'exportation avant 1985, vendent maintenant directement à des services publics, des courtiers et des utilisateurs américains en utilisant la méthode des ordonnances d'exportation à court terme (jusqu'à deux ans).

Cette tendance des exportations de gaz du Canada à recourir à des ventes directes devrait s'affirmer, en particulier en 1987 lorsque la majorité des sociétés pipelinières inter-États américains doivent devenir des transporteurs de gaz à libre accès en vertu de l'ordonnance 436 du FERC, que nous examinons plus en détail ci-dessous.

5.5.2 Climat de la réglementation aux États-Unis

Le climat actuel de la réglementation américaine est un facteur-clé de l'offre et de la demande de gaz naturel aux États-Unis et des possibilités de concurrence du gaz importé sur ce marché. Ceci est particulièrement important en ce moment car l'industrie du gaz américaine s'achemine vers la déréglementation et traverse une période de concurrence intense de la part des énergies de remplacement et d'excédents de gaz naturel.

Pendant cette transition, il est clair que le contexte de la réglementation américaine imposera des risques plus grands aux producteurs américains et aux exportateurs canadiens, tout en offrant aux fournisseurs de gaz et à leurs acheteurs une foule de solutions de remplacement au service classique d'approvisionnement sous contrat à long terme. Il est reconnu que dans ce contexte nouveau, les exportateurs canadiens devront être en mesure de réagir rapidement à l'évolution des conditions du marché en fournissant toute une gamme de services de vente à prix concurrentiels, tant à long terme qu'à court terme. Leur tâche sera considérablement facilitée lorsque la formule de prix établis en fonction du marché aura été partout adoptée au Canada.

Comme nous l'avons indiqué, l'industrie américaine a déjà réagi à la plus grande liberté du marché en s'orientant vers une stratégie de commercialisation et de transport à court terme. La création de ce marché à court terme a entraîné des économies pour les consommateurs et a encouragé les fournisseurs à long terme à proposer des contrats mieux accordés avec le marché.

Le changement de la stratégie de commercialisation aux États-Unis est en partie dû aux récentes mesures de réglementation américaines et sera intensifié par elles. Les effets de ces mesures continueront à se faire sentir sur le marché et les exportateurs canadiens dans les années à venir.

En vertu des dispositions de la Natural Gas Policy Act (NGPA) de 1978 des États-Unis, 60 pour cent environ de la production américaine de gaz naturel (dit gaz "nouveau") ont été li-

bérés du contrôle des prix à la tête du puits en janvier 1985. En 1984, la *Federal Energy Regulatory Commission* (FERC) américaine a délivré l'ordonnance 380, et en 1985 les ordonnances 436 et 451, qui auront toutes de profondes répercussions pour le transport et la commercialisation du gaz, y compris le gaz importé du Canada.

L'ordonnance 380, telle que modifiée, de la FERC interdit aux sociétés pipelinières d'utiliser les dispositions de la "facturation d'un montant minimum" dans les contrats de vente pour récupérer les coûts variables, tels que les coûts du gaz acheté qui ne sont pas réellement courus. Dans la pratique, ceci empêche les sociétés pipelinières de faire supporter par leurs clients le paiement obligatoire du gaz (à l'exception des frais financiers), clause forfaitaire prévue dans leur contrat d'offre. (Cette clause oblige à payer une quantité déterminée de gaz, que le gaz soit pris ou non). Ceci accroît du même coup les risques d'investissement liés au financement de nouveaux projets de fourniture de gaz, y compris les futurs projets de fourniture de gaz canadien.

L'ordonnance 436, telle que modifiée, de la FERC est conçue pour accroître la concurrence au sein de l'industrie gazière américaine en encourageant les sociétés pipelinières inter-États à adopter le principe du "libre accès" pour le transport du gaz sur leurs réseaux et à renoncer au rôle classique qui consiste à fournir un service global comportant l'achat du gaz, son transport et sa commercialisation. En vertu de cette ordonnance, si la société pipelinière décide de devenir un transporteur à libre accès, ses clients qui sont les utilisateurs ultimes, et les sociétés locales de distribution pourront directement négocier leurs propres approvisionnements en gaz avec les producteurs ou les commercialisateurs, et ne paieront plus à la société pipelinière qu'un droit de transport. Pour aider les sociétés pipelinières à se dégager de la fonction de marchand de gaz, la FERC autorisera celles qui optent pour le programme de transport à faire certains paiements aux producteurs afin d'éteindre les revendications de ceux-ci concernant le paiement obligatoire, dont le coût peut être inclus dans les tarifs des sociétés pipelinières. De la même manière, les clients actuels des sociétés pipelinières peuvent progressivement réduire à zéro leurs achats prévus par contrat sur une période de cinq ans. En vertu de cette disposition d'élargissement de l'accès aux pipelines, ceux qui relèvent de l'autorité de la FERC doivent transporter le gaz d'autres sociétés sans faire de distinction.

On a donné aux sociétés pipelinières jusqu'au 30 juin 1986 pour libérer l'accès de leurs réseaux, sous peine de perdre le droit de transporter du gaz en vertu des programmes de transport existants. Cette date d'échéance a par la suite été reportée au 1er janvier 1987. Les exportateurs canadiens sont très désavantagés par ce retard d'application de l'ordonnance, qui a une influence négative sur leur capacité d'accéder à de nouveaux marchés. D'autre part, leur capacité de conserver leur part actuelle des marchés existants se trouve compromise, car pour essayer de réduire l'obligation de payer faite aux producteurs américains, les sociétés pipelinières inter-États augmentent les prises de gaz américain aux dépens du gaz importé.

Toujours en vertu de l'ordonnance 436, la FERC accélérera la procédure de certification des nouvelles installations requises pour fournir un nouveau service, si le requérant accepte d'assumer la totalité du risque représenté par les nouvelles installations et s'engage à se conformer aux exigences du "libre accès" de l'ordonnance 436, et si les candidatures ne donnent lieu à aucune opposition. Les nouveaux projets de transport de gaz canadien pourraient bénéficier de cette mesure.

En juin 1986, la FERC a promulgué l'ordonnance 451 qui remplace la myriade de prix-plafonds pour le gaz naturel dit "ancien" (gaz à faible coût encore réglementé en vertu de la NGPA) par un prix-plafond national unique de 2,57 $ US par million de Btu, indexable en fonction de l'inflation. Cette ordonnance a pour objet de faciliter la production et la commercialisation des réserves d'"ancien" gaz américain qui pourraient autrement ne pas être exploitées. Elle crée un mécanisme de renégociation des prix prévus par les contrats concernant l'"ancien" gaz jusqu'à concurrence du nouveau prix-plafond et prévoit également le transport de l'"ancien" gaz par pipeline sans que ces pipelines soient tenus de devenir des réseaux à "libre accès" en vertu de l'ordonnance 436. L'ordonnance 451 pourrait donc entraîner de nouveaux retards de la "libéralisation" de l'accès à leurs pipelines pour certaines sociétés qui préfèrent transporter du gaz "ancien" qui n'est plus assujetti à un contrat, comme le prévoit cette ordonnance.

Le Department of Energy des États-Unis estime que l'ordonnance 451 amènera la production d'un minimum de 340 milliards de mètres cubes (12 billions de pieds cubes) supplémentaires de gaz naturel "ancien" aux États-Unis, au cours des 15 à 20 prochaines années, à cause des prix plus élevés dont

cette catégorie de gaz pourrait bénéficier. Il est difficile d'évaluer l'effet que cela pourrait avoir sur les exportations canadiennes. D'une part, à supposer qu'il n'y ait aucun changement de l'offre de gaz à coût élevé et de la demande totale américaine de gaz, cela pourrait ramener les besoins de gaz canadien à environ la moitié du niveau prévu par nous. En revanche, les approvisionnements supplémentaires de gaz (qui seraient surtout du gaz à faible coût) pourraient avoir pour effet de réduire le prix de toutes les catégories de gaz (y compris le gaz importé du Canada), suscitant ainsi une demande plus élevée de gaz et une production réduite de gaz à coût élevé, ce qui permettrait d'atteindre le niveau total d'exportation que nous projetons. L'incidence éventuelle sur le volume des exportations ne se ferait sans doute pas sentir avant le début des années 1990. À ce moment-là, le marché américain devrait reprendre de la vigueur, par suite de l'affaiblissement de la capacité de livraison des entreprises américaines.

En ce qui concerne les autres mesures réglementaires, de récentes conclusions des juges de droit administratif de la FERC recommandaient que les sociétés pipelinières américaines soient autorisées à faire supporter à leurs clients les coûts du gaz canadien importé selon le montant de la facture. Cela signifie que les frais liés à la demande (frais mensuels fixes) inclus dans les contrats d'exportation canadiens seraient acceptés comme élément des frais liés à la demande dans les tarifs de la société pipelinière importatrice. Malgré ces récentes recommandations, le traitement des importations "en fonction de la facture" continue à soulever une forte résistance aux États-Unis. Au moment de la rédaction de ce rapport, la FERC n'avait pas encore pris de décision sur la question.

Du point de vue canadien, ces récents changements de réglementation ont considérablement accru l'incertitude qui plane sur les volumes d'exportation et les futurs projets d'exportation.

5.5.3 Perspectives en matière d'exportation de gaz naturel jusqu'en 1990

Notre évaluation des exportations repose sur le fait, qu'à notre avis, les besoins américains en approvisionnements supplémentaires du gaz naturel seront d'environ 39 milliards de mètres cubes (1,4 billion de pieds cubes) en 1990. Sur le plan de la demande, nous voyons très peu de changements de la demande américaine globale de gaz naturel au cours des prochaines années par rapport au niveau actuel qui est d'environ 481 milliards de mètres cubes (17 billions de pieds cubes) annuellement. Sur le plan de l'offre, nous ne nous attendons pas à ce que l'augmentation des réserves aux États-Unis suive le rythme de la demande, et l'excédent actuel des possibilités de livraison devrait être en grande partie éliminé d'ici 1990. Si le faible niveau des activités de forage actuels aux États-Unis devait se prolonger plusieurs années encore, l'excédent des possibilités de livraison serait éliminé plus tôt que prévu, ce qui entraînerait des exportations de gaz canadien supérieures aux prévisions actuelles.

Les exportations de gaz naturel, qui avaient perdu une part du marché au profit du gaz des États-Unis, ces dernières années, en ont reconquis une partie en 1985, lorsque les exportateurs ont adopté des prix plus concurrentiels en vertu d'ententes d'exportation négociées entre acheteurs et vendeurs. En 1985, ces exportations ont atteint 26,2 milliards de mètres cubes (925 milliards de pieds cubes), soit 5,4 pour cent du total du marché du gaz américain. L'année précédente, elle n'était que de 21,4 milliards de mètres cubes (755 milliards de pieds cubes), soit 4,2 pour cent de ce marché. Cependant, même le niveau des exportations en 1985 était inférieur aux niveaux atteints au milieu des années 1970, et ne représentait que la moitié du volume autorisé.

L'effondrement des prix mondiaux du pétrole en 1986 a eu des répercussions sur les marchés du gaz américain où il a encouragé les gros utilisateurs industriels et les services publics d'électricité capables d'utiliser deux combustibles à se rabattre sur le mazout résiduel moins coûteux. Les prix américains du gaz naturel, en particulier ceux du gaz vendu sur le marché au comptant, ont réagi en s'abaissant à des niveaux qui leur permettent de faire concurrence à ce mazout résiduel, ce qui a, à son tour, entraîné des approvisionnements à long terme ou "gaz de réseau" plus coûteux y compris le gaz exporté par le Canada.

Les exportations canadiennes ne devraient pas dépasser 22,6 milliards de mètres cubes (798 milliards de pieds cubes) en 1986, soit environ 4,6 pour cent du marché américain global. Les prix canadiens à l'exportation sont actuellement bridés par les prix plancher à l'exportation qui sont fondés sur les prix intérieurs réglementés. Ils devraient devenir mieux adaptés aux conditions du marché lorsqu'un régime de prix plus souple et plus axé sur le marché sera adopté au Canada. Les exportations cana-

diennes devraient donc retrouver en 1987 le niveau qui était le leur en 1985. L'atteinte de ces niveaux d'exportation sera également fonction d'un meilleur accès au marché des ventes directes inter-États, actuellement dominées par les vendeurs à court terme américains; c'est ce qui se produira quand un plus grand nombre de sociétés pipelinières américaines deviendront des transporteurs à "libre accès" en vertu de l'ordonnance 436 de la FERC.

Après 1987, une augmentation des exportations est attendue car l'excédent des possibilités de livraison américaines commencera à diminuer. La démarche que nous avons adoptée a consisté à examiner les répercussions du bilan global de l'offre et de la demande de gaz aux États-Unis et les perspectives d'alimentation de marchés déterminés grâce aux licences existantes; pour cela, nous avons établi des prévisions pour chaque grand marché régional américain. Nous en présentons les résultats au tableau A5-14 en annexe et à la figure 5-8.

5.5.4 Considérations relatives aux marchés régionaux

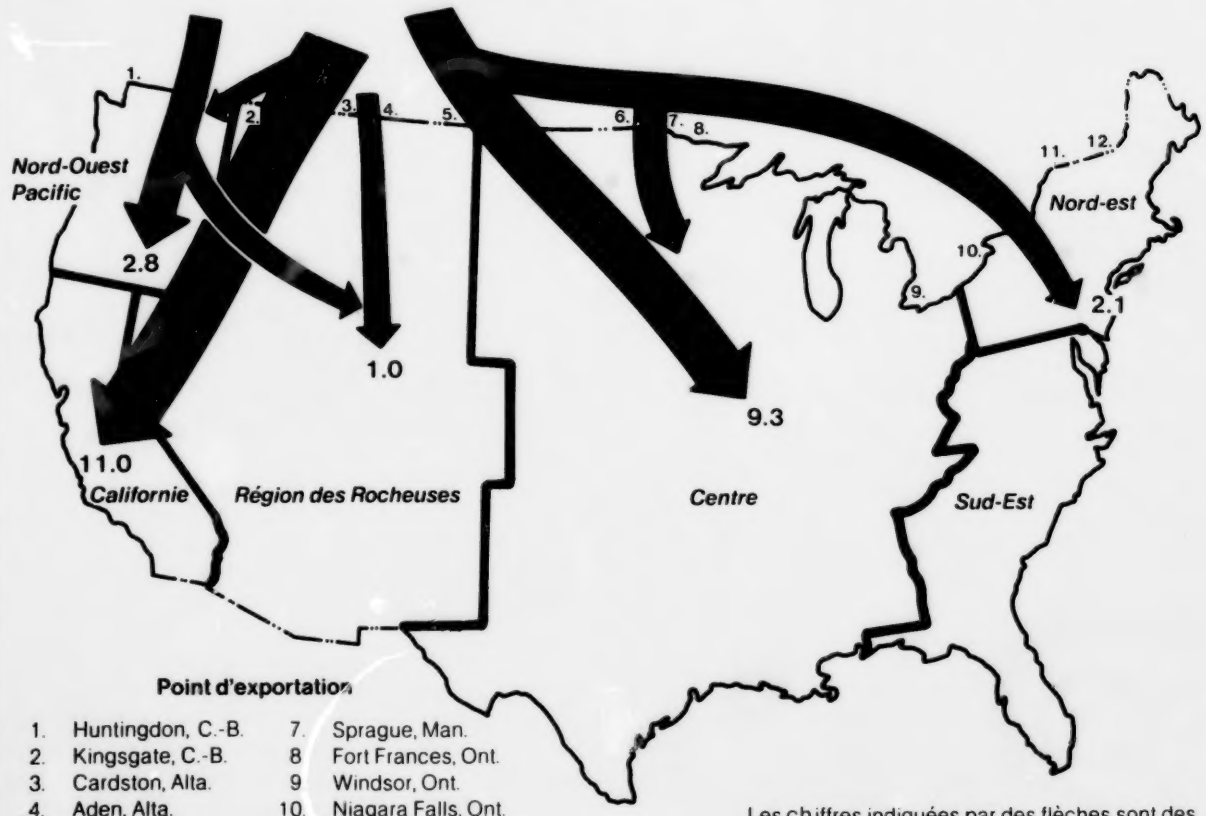
Les parts historiques et projetées des grands marchés régionaux américains que détient le Canada sont résumées au tableau 5-4.

Nord-Ouest des États-Unis

Environ 48 pour cent du gaz naturel consommé dans le Nord-Ouest des États-Unis provient du Canada, et

Figure 5 - 8

Marchés de gaz naturel par région aux États-Unis et écoulements des exportations canadiennes (1985)



Point d'exportation

1. Huntingdon, C.-B.
2. Kingsgate, C.-B.
3. Cardston, Alta.
4. Aden, Alta.
5. Monchy, Sask.
6. Emerson, Man.
7. Sprague, Man.
8. Fort Frances, Ont.
9. Windsor, Ont.
10. Niagara Falls, Ont.
11. Cornwall, Ont.
12. Philipsburg, Qué.

Les chiffres indiquées par des flèches sont des volumes d'exportation de 1985 exprimés en milliards de mètres cubes.

Tableau 5-4

Exportations de gaz naturel canadien aux États-Unis

Données historiques et prévisions

(Les données en pourcentage représentent la part de la consommation de gaz naturel, par région, aux États-Unis qui est satisfaite par les approvisionnements canadiens; les volumes sont en milliards de mètres cubes.)

		Données historiques			Projections
Région		1965	1975	1985	1990
Nord-Ouest	- pour cent	68,9	70,8	47,8	68,8
	- volume	3,2	5,5	2,8	4,0
Californie	- pour cent	9,0	20,8	23,2	24,2
	- volume	4,3	10,8	11,0	11,5
Région des Rocheuses	- pour cent	8,8	11,4	4,9	7,8
	- volume	1,8	3,1	1,0	1,6
Centre	- pour cent	0,7	1,9	2,9	3,7
	- volume	2,1	7,1	9,3	11,9
Nord-Est	- pour cent	0,3	0,6	3,3	13,8
	- volume	0,1	0,3	2,1	8,7
Total États-Unis	- pour cent	2,7	4,8	5,4	7,7
	- volume	11,5	26,8	26,2	37,7

Nota: Les chiffres de ce tableau ont été arrondis.
Source: Tableau A5-7 en annexe.

surtout des gisements producteurs de la Colombie-Britannique. Le principal exportateur canadien de cette région est Westcoast et le principal acheteur américain est Northwest Pipeline Corporation (Northwest). La société Westcoast est également autorisée à exporter du gaz de l'Alberta et à utiliser pour cela les installations de pipelines d'Alberta Natural Gas Company Limited (ANG) au Canada et de Pacific Gas Transmission Company (PGT) aux États-Unis, qui est interreliée avec Northwest.

Au début des années 1980, les volumes de gaz naturel ont beaucoup baissé sur ce marché à cause de la récession et de la concurrence de l'électricité et du mazout résiduel, mais certains indices montrent que ce marché commence à se stabiliser. La demande totale de gaz dans cette région a augmenté d'environ 15 pour cent par rapport à ce qu'elle était, il y a deux ou trois ans, ce qui s'explique en grande partie par l'abandon du pétrole au profit du gaz comme combustible. Il commence à y avoir un renversement de cette tendance à cause de la faiblesse récente des prix du pétrole mais les prix du gaz y réagissent rapidement, ce qui limite la perte de la part du marché au profit du pétrole.

La capacité de Northwest de livrer du gaz naturel américain dans la région est limitée, car elle est inférieure d'environ 1,4 milliard de mètres cubes (49 milliards de pieds cubes) à la demande annuelle actuelle du marché. Par conséquent, le gaz canadien y trouve un marché qui est moins sensible à la concurrence du gaz américain à faible coût mais demeure sujet à la concurrence du mazout résiduel à haute teneur en soufre. Pour conserver et accroître la part du marché, il faudra que les prix du gaz canadien soient compétitifs avec ceux du mazout résiduel.

À cause de la proximité de ce marché et de l'importante capacité offerte par les pipelines canadiens, les exportateurs de notre pays sont bien placés pour alimenter ce marché. Nous nous attendons à ce que le gaz canadien retrouve en 1990 sa part traditionnelle du marché, qui est de 70 pour cent, et que ses ventes annuelles soient voisines de quatre milliards de mètres cubes (141 milliards de pieds cubes).

Californie

La Californie demeure le plus grand marché individuel pour les exportations de gaz naturel canadien, puisqu'il en a absorbé environ 42 pour cent en 1985.

L'Alberta fournit environ 40 pour cent du gaz consommé dans le Nord de la Californie. L'exportateur canadien est la société A&S et l'importateur américain, PGT. L'acheteur ultime du gaz est Pacific Gas and Electric Compagny (PG&E), important service public de San Francisco et propriétaire de A&S et de PGT.

Le gaz albertain est exporté par Pan-Alberta dans le Sud de la Californie dans le cadre de l'arrangement "préalable" relatif au tronçon ouest. Le gaz emprunte d'abord le tronçon de Foothills Pipeline (Yukon) Limited et celui de la Corporation Albertaine NOVA. Il emprunte ensuite le

réseau de l'ANG puis celui de la PGT (comme le font le gaz de la Westcoast et de l'A&S). Le gaz passe ensuite dans le réseau de PGT avant d'atteindre celui de Northwest où par substitution, des volumes équivalents sont mis à la disposition de El Paso Natural Gas Company (El Paso) qui en assure ensuite la livraison à Southern California Gas Company (SoCal). Du fait de la complexité de cet arrangement, le gaz canadien exporté par le tronçon de l'Ouest a un prix moyen élevé à la livraison. Néanmoins, les exportations canadiennes vers ce marché ont atteint les niveaux autorisés en 1985 et représentaient environ huit pour cent de la consommation totale de gaz du Sud de la Californie.

La demande de gaz naturel en Californie a baissé ces dernières années, à cause de l'abondance d'énergie hydroélectrique, et de la mise en service des centrales nucléaires de Diablo Canyon et de San Onofre, ce qui a réduit la quantité de gaz utilisé pour la production d'énergie. Cette baisse semble s'être maintenant stabilisée.

La principale concurrence à laquelle se heurte le gaz canadien dans le Nord comme dans le Sud de la Californie est celle du gaz fourni par El Paso, en provenance surtout du Texas et du Nouveau-Mexique. Cette société vend son propre gaz à SoCal et à PG&E en vertu de contrats à long terme et transporte le gaz que d'autres producteurs vendent à ces deux services publics grâce à un système d'appels d'offres mensuels sur le marché au comptant. Outre le gaz qu'ils vendent en vertu de contrats à long terme, les exportateurs canadiens ont joué un rôle actif sur le marché au comptant mensuel et ont réussi à conserver leur part du marché malgré la vigueur de la concurrence.

Selon nos prévisions, le gaz canadien conservera sa part actuelle du marché californien global, qui est de 23 pour cent, grâce à des exportations d'environ 11,5 milliards de mètres cubes (406 milliards de pieds cubes) par an. Il demeure cependant possible qu'il y ait une augmentation importante du volume dès que l'on aura construit les pipelines proposés pour servir les projets de récupération assistée du pétrole dans le centre de la Californie. La faiblesse actuelle des prix mondiaux du pétrole rend ces projets très incertains.

Rocheuses

Le gaz canadien exporté de Colombie-Britannique et d'Alberta atteint la région des Rocheuses américaines par l'intermédiaire des réseaux de Northwest et de PGT; il en parvient aussi, de façon directe, de l'Alberta à Montana Power Company. Cette région, qui est le plus petit des marchés du Canada, ne représentait que quatre pour cent de ses exportations en 1985.

La demande globale du gaz naturel dans cette région a diminué de 25 pour cent au cours de ces dix dernières années en partie à cause des conversions au charbon et de la fermeture permanente d'usines. Selon nos prévisions, le marasme de ce marché se poursuivra et les occasions d'accroître les ventes demeureront réduites. La part du marché prévue est d'environ huit pour cent en 1990, alors qu'elle était de 4,9 pour cent en 1985, c'est-à-dire que les exportations annuelles augmenteront de 0,6 milliard de mètres cubes (21 milliards de pieds cubes) pour passer à environ 1,6 milliard de mètres cubes (56 milliards de pieds cubes).

Centre des États-Unis

La région du Centre est la plus grande consommatrice de gaz naturel des États-Unis et la seconde de nos marchés à l'exportation (après la Californie); en 1985, 36 pour cent de nos exportations lui étaient destinées.

Bien que cette région consomme des volumes importants de gaz canadien, notre part de cette consommation est extrêmement variable, car elle va de cinq pour cent dans l'Illinois à 20 pour cent dans le Dakota du Nord. L'Est de la région se caractérise par une consommation résidentielle et industrielle importante. La concurrence du mazout résiduel à faible teneur en soufre est intense dans le secteur industriel, à cause de son prix peu élevé. L'Ouest de la région a une charge industrielle moins importante qui se heurte à la concurrence du mazout résiduel à forte teneur en soufre et du charbon. Comme c'est le cas dans la région des Rocheuses, la demande de gaz diminue depuis quelques années, mais plus lentement. Cette région a consommé environ 10,3 milliards de mètres cubes de gaz (364 milliards de pieds cubes) en 1985, ce qui en fait le plus gros client pour la consommation de gaz au comptant des États-Unis.

À partir d'Emerson, au Manitoba, TransCanada exporte du gaz naturel d'Alberta à un certain nombre de sociétés pipelinières des États-Unis: Great Lakes Gas Transmission Company, Midwestern Gas Transmission Company, ANR Pipeline Company et Natural Gas Pipeline Company of America. Les exportations de Pan-Alberta à partir de Monchy, en Saskatchewan, passant par le tronçon est du réseau de Foothills puis par celui de Northern Border Pipeline Company, sont li-

vrées directement ou sous forme d'échanges à trois sociétés pipelinières américaines: Northern Natural Gas Company, Panhandle Eastern Pipeline Company et United Gas Pipeline Company. Consolidated Natural Gas Limited et ProGas Limited vendent également du gaz canadien en passant par Emerson et Monchy.

ICG Transmission Holdings Limited exporte du gaz en petites quantités à partir de Sprague, au Manitoba, et en réimporte à Rainy River, en Ontario. Ce gaz est distribué à plusieurs collectivités de l'Ontario, et le reste est ensuite exporté à partir de Fort Frances, en Ontario, pour alimenter quelques petites localités du Nord-Ouest du Minnesota, ainsi que Boise Cascade, une usine de pâtes et papiers à International Falls (Minnesota). Au cours de ces dernières années, le charbon et le bois ont conquis environ la moitié de ce marché.

La désertion de l'industrie au profit des États du Sud et de l'Ouest qui s'est produite au cours de ces dix dernières années, et les effets de conservation, ont provoqué une érosion de la base industrielle, compromettant gravement les perspectives d'une reprise du marché. À cause de cette perte de marché les sociétés pipelinières américaines desservant la région se sont retrouvées avec une capacité excédentaire. L'excédent a fourni aux producteurs et aux commercialisateurs américains un débouché naturel à leurs excédents, faisant ainsi de cette région le marché du gaz le plus compétitif de tout le pays.

Cette concurrence à laquelle s'ajoute celle du pétrole et du charbon devrait freiner la croissance des exportations au moins jusqu'à la fin des années 1980 moment où la baisse de la production américaine devrait offrir des possibilités d'expansion de notre part du marché. Selon nos prévisions, l'expansion devrait être modeste; la part du marché augmentant de 2,9 pour cent en 1985, à environ quatre pour cent en 1990, ce qui représente des exportations annuelles d'environ 11,9 milliards de mètres cubes (420 milliards de pieds cubes) en 1990.

Nord-Est

Bien que la région du Nord-Est ne consomme que 13 pour cent du gaz naturel aux États-Unis, sa demande augmente sans cesse et a crû de près de 30 pour cent au cours des dix dernières années. L'accélération de sa consommation de gaz est surtout une réaction du Nord-Est aux perturbations du marché du pétrole des années 1970. En outre, comme le gaz représente 19 pour cent du marché de l'énergie, comparativement à 25 pour cent pour l'ensemble des États-Unis, on considère que cette région offre de bonnes possibilités d'une croissance continue de la demande de gaz.

A cause de sa position géographique à l'extrémité du réseau américain de pipelines inter-États, le Nord-Est paie en général son gaz plus cher et est plus fréquemment soumis à des réductions d'approvisionnement que toute autre région. Le marché du gaz, qui est essentiellement résidentiel et commercial, est moins exposé à la concurrence du mazout résiduel à faible coût et l'on pense qu'il existe une importante demande possible pour le chauffage qui pourrait être satisfaite grâce à l'infrastructure de distribution actuelle mais ne l'est pas à cause de l'absence d'un approvisionnement garanti en hiver. D'autre part, dans cette région, une quantité importante d'électricité est fournie par des centrales au mazout qui pourraient être converties au gaz si le prix de celui-ci était compétitif. En outre, il faudra une nouvelle capacité de production d'électricité dans les années 1990, dont une partie pourrait être alimentée au gaz.

Le gaz naturel est exporté dans le Nord-Est à Niagara Falls, en Ontario, par Sulpetro Limited, qui sert Transcontinental Gas Pipeline Corporation, et par TransCanada, qui sert Boundary Gas Incorporated. Certaines des exportations de ProGas à partir d'Emerson, au Manitoba, parviennent jusqu'à cette région dans le cadre d'ententes de substitution avec les sociétés pipelinières américaines.

Niagara Gas Transmission Limited exporte également à partir de Cornwall, en Ontario, du gaz destiné au comté de St. Lawrence dans le Nord de l'État de New York, et TransCanada exporte dans le Nord du Vermont, via Philipsburg, au Québec. Ces marchés frontaliers sont surtout résidentiels et commerciaux et la charge est extrêmement sensible à la température. La principale concurrence vient du mazout et, de plus en plus, du bois.

À l'heure actuelle, le gaz canadien ne représente que 3,3 pour cent du gaz naturel consommé dans cette région. Ce volume pourrait atteindre près de 14 pour cent en 1990, soit 8,7 milliards de mètres cubes (307 milliards de pieds cubes) annuellement, si toutes les exportations autorisées à la suite de la Décision générale de 1983 sur les exportations de gaz prise par l'Office commençaient à se matérialiser. Malgré l'abandon du projet américain du Niagara Interstate Pipeline System, qui devait transporter l'essentiel du gaz exporté à destination de ce marché, il est probable que la région conti-

nuera à avoir besoin de quantités croissantes d'approvisionnements en gaz garantis. Le Canada est à même d'assurer ce service, du fait de sa position stratégique. À cet égard, plusieurs propositions de service à cette région ont déjà été faites; elles ont trait à de nouvelles exportations de gaz canadien effectuées directement ou par substitution avec le gaz américain. Nous avons supposé qu'au moins un des projets intéressant le gaz canadien sera poursuivi mais que les volumes ne commenceront à être importants qu'à la fin de 1988, au plus tôt.

5.5.5 Exportations en vertu d'ordonnances à court terme

En novembre 1985, le gouvernement du Canada a levé les restrictions de volume imposées aux ordonnances d'exportations de gaz naturel à court terme (jusqu'à 24 mois); il a également simplifié et accéléré la procédure d'autorisation. Les exportations à court terme demeurent assujetties à un prix-plancher similaire à celui qui est imposé aux exportations visées par une licence. En dépit du nombre important d'ordonnances d'exportation à court terme délivrées, le gros du volume de gaz disponible ne peut actuellement atteindre le marché, soit parce qu'il doit attendre qu'un plus grand nombre de pipelines inter-États deviennent à "accès non restrictif" en vertu de l'ordonnance 436 de la FERC, soit parce que le prix de référence régional n'est pas compétitif avec les prix du marché au comptant prévalant actuellement aux États-Unis.

Du fait de l'extrême incertitude des exportations à court terme (la plupart d'entre elles font l'objet de ventes interruptibles, sans contraintes de prise minimum et sont assujetties à un prix provisoire, révisé chaque mois), nous n'avons pas tenté de prévoir ces ventes. Nous estimons cependant qu'en dépit des contraintes actuelles d'accès aux pipelines américains inter-États et des restrictions imposées au prix-plancher à l'exportation, les producteurs et exportateurs canadiens joueront un rôle de plus en plus important sur le marché au comptant américain naissant.

D'après nos projections des besoins intérieurs et des exportations actuellement visées par une licence, nous estimons que les pipelines ont aujourd'hui une capacité disponible annuelle d'environ 24 milliards de mètres cubes (847 milliards de pieds cubes) pour les exportations. Nos prévisions en matière de demande indiquent que ce volume tombera à environ neuf milliards de mètres cubes (318 milliards de pieds cubes) en 1990. Cela suppose que la capacité sera accrue d'ici 1988, année où il semble probable que TransCanada aura besoin d'une capacité supplémentaire pour satisfaire les besoins intérieurs prévus. Environ 70 pour cent de cette capacité de réserve existe sur les pipelines d'exportation actuellement alimentés par le gaz produit en Alberta. La projection de la capacité de réserve des pipelines pour l'exportation est illustrée au tableau 5-5.

Nous tenons à souligner que s'il existe une importante capacité de réserve pour l'exportation à certaines époques de l'année, il est probable que comme cette capacité est limitée pendant les périodes de pointe hivernales, des exportations supplémentaires seront impossibles à certains points d'exportation au cours de ces périodes de pointe. En outre, si les niveaux autorisés des exportations visées par une licence étaient pleinement utilisés, la capacité de réserve se trouverait pratiquement éliminée.

5.5.6 Perspectives à long terme

Les perspectives offertes par les marchés américains de gaz naturel

Tableau 5-5

Prévision de la capacité excédentaire des gazoducs aux fins des exportations canadiennes [a]

(Milliards de mètres cubes par jour)

	Point d'exportation du gaz[b] de la Colombie-Britannique	Point d'exportation du gaz [c] de l'Alberta	Total
1986	5,9	18,0	23,9
1987	5,6	12,4	18,0
1988	4,8	9,7	14,5
1989	3,7	6,5	10,2
1990	3,0	6,4	9,4

[a] Capacité supplémentaire aux fins des exportations dépassant les prévisions contenues dans ce rapport.
[b] Inclut Huntingdon, C.-B. (Du gaz albertain peut être éventuellement exporté à Huntingdon).
[c] Inclut Kingsgate, C.-B., et les points d'exportation situés à l'est.

et les besoins à long terme d'importations sont fonction d'un certain nombre de facteurs, notamment le cours des prix mondiaux du pétrole et la réaction, à leur égard, de l'offre et de la demande de gaz naturel. La plupart des études sur les perspectives à long terme des marchés du gaz américains sont fondées sur des prévisions relatives aux prix mondiaux du pétrole effectuées avant l'effondrement de ceux-ci au début de 1986. Ces prévisions sont semblables ou supérieures au scénario de prix élevé utilisé dans ce rapport. De l'avis général, si un prix mondial du pétrole relativement fort prévalait, les besoins américains en matière d'importation de gaz naturel pourraient augmenter dans les années 1990 et demeurer importants du fait de l'existence de plus grandes possibilités de remplacement du pétrole par du gaz naturel. Les perspectives d'exportation des prochaines années décrites dans cette section concordent avec ce scénario. Il s'ensuit que dans notre scénario de prix élevé, il est probable que la demande d'importation de gaz aux États-Unis demeurera forte, ce qui encouragera les producteurs canadiens à trouver et à exploiter les réserves indiquées dans notre prévision de l'offre canadienne fondée sur l'existence d'un prix fort.

On peut s'attendre à ce que, si notre scénario de prix bas prévaut, les perspectives à long terme des exportations de gaz canadien soient moins encourageantes. En outre, dans une telle hypothèse, il n'y aurait plus d'incitation à trouver et à exploiter d'importantes sources nouvelles de gaz au Canada et aux États-Unis. Étant donné que le scénario de prix bas du pétrole concorde avec des offres d'énergie abondantes, le gaz naturel aurait moins de possibilités de se faire une place sur des marchés de l'énergie où règne la concurrence.

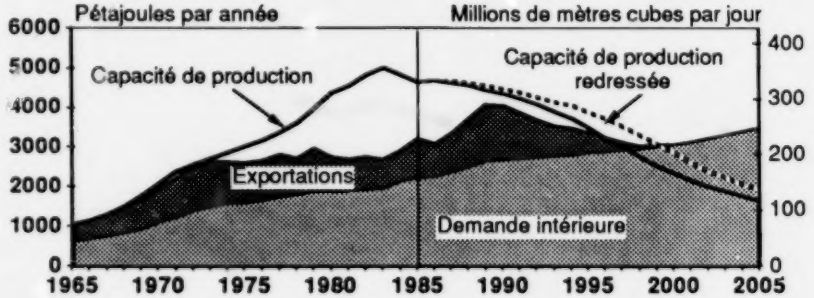
Conclusion

En conclusion, nous nous attendons à ce que les exportations canadiennes de gaz naturel conservent ou améliorent légèrement leur part du marché dans toutes les régions des États-Unis qui consomment actuellement du gaz canadien; mais nous nous attendons également à ce que la possibilité existe encore à la fin des années 1980 d'accroître sensiblement notre part du marché au moment où la capacité de livraison américaine intérieure devrait décliner. Nous pensons que l'amélioration de notre part du marché sera particulièrement importante dans les régions les plus éloignées des grandes régions productrices américaines et où la capacité des pipelines américains est la plus pleinement exploitée, c'est-à-dire dans le Nord-Ouest et le Nord-Est des États-Unis.

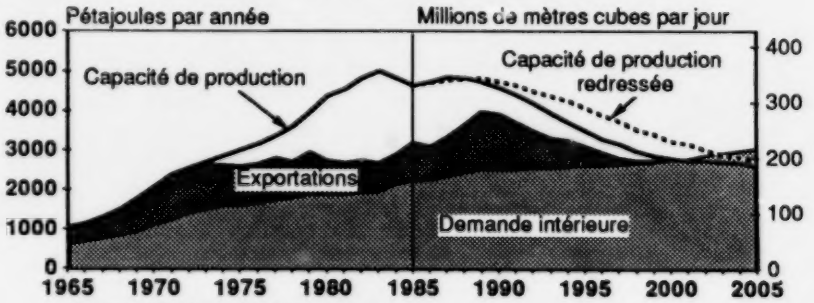
5.6 Bilans de l'offre et de la demande

La figure 5-9 compare les projections concernant la capacité de production avec celles de la demande intérieure et de la demande d'exportation dans les deux scénarios de prix. Elle montre que la capacité de production rajustée pour tenir compte de l'effet de la capacité non

Figure 5-9
Offre et demande de gaz naturel
Zones productrices classiques
Scénario de prix bas



Scénario de prix élevé



Source: Tableau A5-8 en annexe

utilisée antérieurement devrait satisfaire la demande totale projetée jusqu'en 1999 dans le scénario de prix bas, et 2002 dans l'autre scénario. Ces estimations sont présentées en détail au tableau A5-8 en annexe.

Les chiffres montrent que dans le scénario de prix élevé, des exportations supplémentaires sont possibles au cours de la période étudiée. Il est cependant tout à fait clair qu'on aura besoin du gaz des régions pionnières dès le début du siècle prochain pour répondre aux besoins intérieurs projetés. La pérennisation des permis d'exportation existants et/ou l'espoir d'obtenir à l'avenir des licences d'exportation importantes auront probablement besoin d'être justifiés par l'existence de réserves de gaz en dehors des régions productrices traditionnelles.

Dans le scénario de prix élevé, une capacité de production légèrement plus élevée ou une demande plus faible que prévue, intervenant à peu près au moment où une insuffisance de l'offre est indiquée, pourrait donner lieu à une intersection de l'offre et de la demande plus tardive que prévue. Cela risque moins de se produire dans le scénario de prix bas à cause de la baisse plus accentuée de la capacité de production lorsque l'intersection se produit. Des prix supérieurs à ceux de notre projection, ce qui menerait à des approvisionnements accrus (discuté à la section 5-4) et à une demande moindre, pourrait aussi retarder le moment de l'intersection.

Chapitre 6
Pétrole brut et équivalents

Dans ce chapitre nous étudions dans quelle mesure les ressources pétrolières du Canada peuvent répondre à la demande intérieure de produits pétroliers. Nous passons en revue les diverses composantes du capital-ressources en pétrole afin d'illustrer leur importance et leur qualité relatives. Nous examinons ensuite les diverses sources d'approvisionnement en commençant par les réserves établies restantes actuelles et les additions futures aux réserves, après quoi, nous passons au pétrole brut synthétique et au bitume provenant des gisements de sable pétrolifère, et enfin, aux perspectives de production des régions pionnières - le Delta du Mackenzie/mer de Beaufort, l'archipel Arctique et la région au large de la côte Est. La capacité de production est incluse dans l'examen de chaque composante. Après avoir passé en revue les approvisionnements totaux en pétrole brut et équivalents, nous examinons les bilans de l'offre et de la demande en matière de produits pétroliers, et les besoins en charges d'alimentation des raffineries. Nous passons ensuite à l'examen des bilans de l'offre et de la demande relatifs au pétrole, et les marchés à l'exportation de pétrole brut lourd. Nous concluons ce chapitre par une discussion de certaines des incidences de nos projections sur les principaux pipelines du Canada.

6.1 Ressources

Nous définissons le capital-ressources de pétrole brut comme la quantité totale d'hydrocarbures dont l'existence est connue ou supposée dans les réservoirs ou gisements dont on peut extraire du pétrole brut ou ses équivalents. Lorsque nous estimons l'importance du capital-ressources, nous ne tenons pas compte de la proportion qui peut s'avérer physiquement ou économiquement impossible à récupérer. Seule une partie de ce capital-ressources constituera éventuellement une source d'approvisionnement, en fonction de facteurs géologiques, technologiques et économiques.

On peut diviser le capital-ressources en pétrole du Canada entre le pétrole brut traditionnel, qui constitue environ dix pour cent du total de cette base, et le bitume, qui constitue les 90 pour cent restants. Le pétrole brut traditionnel est capable de s'écouler naturellement dans un puits de forage alors que le bitume est une substance goudronneuse qui, en général, ne s'écoule pas du gisement où elle se trouve.

On peut répartir le capital-ressources en pétrole brut traditionnel entre celui des régions productrices traditionnelles et celui des régions pionnières. Chacun d'entre eux représente environ cinq pour cent du capital-ressources total d'après les estimations actuelles. Comme notre connaissance de ces ressources augmente au fur et à mesure qu'avance l'exploration, nous connaissons mieux le capital-ressources en pétrole des régions traditionnelles que celui des régions pionnières où son importance demeure encore incertaine.

L'exploration des régions traditionnelles a atteint le stade de la maturité et nous estimons qu'environ 85 pour cent du capital-ressources original en pétrole classique de ces régions (c.-à-d., pré-production) ont déjà été découverts. Un tiers seulement environ de ce capital-ressources original est récupérable; la composante récupérable constitue les réserves et les additions possibles aux réserves. Le capital-ressources en pétrole classique, dans les régions traditionnelles, est réduit par rapport au capital-ressources total, mais représente environ 78 pour cent de la capacité de production totale actuelle du pétrole brut et de ses équivalents.

On estime que le capital-ressources en pétrole classique des régions pionnières est d'une importance analogue à celui des régions traditionnelles, mais son apport actuel à la capacité de production est très faible. Comme ces ressources se trouvent en mer ou dans les régions arctiques, leur mise en valeur sera relativement coûteuse. De ce fait, la viabilité économique de la mise en valeur des ressources découvertes sera beaucoup plus sensible à la taille des réservoirs et à leur capacité de production que dans les régions traditionnelles. L'évaluation du potentiel des ressources dans les régions pionnières est effectuée par la Commission géologique du Canada (CGC). Cette évaluation est

Tableau 6-1

Estimations de l'APGTC concernant les ressources en pétrole brut découvertes des régions pionnières

(millions de mètres cubes)

Delta du Mackenzie/ Mer de Beaufort	183,1
Archipel arctique	65,7
Au large de la côte Est	205,1

Nota: Les chiffres de ce tableau ont été arrondis.

Les ressources découvertes sont des estimations des quantités de pétrole brut ou de gaz naturel potentiellement récupérables à partir de réservoirs connus, mais dont la viabilité économique est incertaine.

fondée sur une méthode de calcul des probabilités qui intègre à la fois des données objectives et des opinions géologiques bien informées.

Les régions pionnières sont encore relativement peu explorées et dix pour cent seulement du capital-ressources estimatif a été découvert jusqu'à présent. Le tableau 6-1 présente les estimations du pétrole physiquement récupérable, découvert jusqu'à présent, ce que l'on a appelé les "ressources découvertes". Ces estimations sont empruntées au rapport annuel 1985 de l'Administration du pétrole et du gaz des terres du Canada (APGTC). Le concept de ressources découvertes est différent de ce qui, pour l'Office, constitue les réserves établies, en ce sens que les estimations des ressources découvertes ne sont restreintes par aucune considération économique.

Le capital-ressources en bitume est très important mais n'assure qu'environ 16 pour cent de la capacité de production totale actuelle de pétrole brut et de ses équivalents. On trouve du bitume dans plusieurs très grands gisements de l'Alberta dont chacun pose des problèmes particuliers d'extraction. Deux importantes installations d'extraction (Suncor et Syncrude) fonctionnent actuellement dans la partie du gisement Athabasca qui est proche de la surface. Les sables pétrolifères sont récupérés dans des mines à ciel ouvert, le bitume et le sable sont séparés par un procédé utilisant de l'eau chaude, et après valorisation du bitume par des procédés de raffinage, on obtient du pétrole brut synthétique.

De plus petits projets d'extraction in situ fonctionnent également. Ils utilisent l'injection de vapeur qui rend le bitume plus liquide en augmentant sa température. Le pétrole visqueux peut alors s'écouler jusqu'à un puits et être pompé jusqu'à la surface. Cette méthode a été mise en oeuvre avec succès dans plusieurs projets du gisement Cold Lake, mais elle convient moins bien à d'autres gisements où le bitume est trop visqueux pour réagir à l'injection de vapeur. Dans le gisement Peace River, ce problème a été réglé en injectant de la vapeur dans une mince couche d'eau qui se trouve au-dessous du bitume.

Actuellement, il n'y a pas de valorisation de la production des projets in situ; le bitume produit est mélangé avec des pentanes plus (produits pétroliers très légers dérivés en grande partie du traitement du gaz naturel) pour délayer le bitume et en permettre le transport par pipeline.

Quoique la technologie actuelle soit en mesure d'exploiter une part importante de nos ressources de bitume, elle est très coûteuse. Il paraît probable que la technologie de l'extraction et de la valorisation continuera à progresser. Le cotraitement du charbon et du pétrole est un procédé de valorisation prometteur. Dans celui-ci, le charbon et le pétrole lourd sont traités ensemble en quantités approximativement égales, sur la base de l'équivalence énergétique, ce qui permet d'obtenir un brut léger synthétique ou d'autres combustibles liquides plus raffinés. L'avantage de ce procédé est que l'approvisionnement en pétrole est accru grâce à la liquéfaction du charbon qui existe en abondance au Canada. Grâce aux recherches effectuées, un groupe de commanditaires privés et gouvernementaux proposent la construction d'un prototype d'usine commerciale aux États-Unis. CANMET, groupe de recherche d'Énergie, Mines et Ressources Canada, poursuit un projet semblable au Canada.

6.2 Réserves établies

Le tableau 6-2 présente les estimations des réserves de pétrole brut établies actuelles par province. Ces estimations sont faites en regroupant les estimations relatives à chaque gisement effectuées par le personnel de l'Office. La majorité d'entre elles ont été faites avant la chute récente des prix du pétrole et sont donc considérées comme plus représentatives du scénario de prix élevé du pétrole que de l'autre scénario. Cependant, comme on s'attend à ce que l'effet des prix du pétrole brut sur les réserves établies soit relativement faible, nous n'avons pas tenté d'établir une estimation distincte des réserves dans le scénario de prix bas.

Depuis 1982, les additions aux réserves ont été supérieures à la production, mettant ainsi un terme à la

Tableau 6-2

Réserves établies restantes de pétrole brut classique

au 31 décembre 1984

	(millions de mètres cubes)
Territoires du Nord-Ouest	35,2
Colombie-Britannique	18,6
Alberta	566,4
Saskatchewan	110,1
Manitoba	9,6
Ontario	0,8
Total pour le Canada	740,7

Nota: Les chiffres de ce tableau ont été arrondis.
Source: Tableau A6-2 en annexe.

baisse soutenue des réserves restantes qui a eu lieu de 1969 à 1981 (figure 6-1).

Dans le scénario de prix élevé, on prévoit que la capacité de production totale des réserves établies actuelles de brut lourd et léger passera de 204 000 mètres cubes par jour en 1985 à 20 000 mètres cubes par jour en 2005. Dans le scénario de prix bas, on prévoit que l'approvisionnement de pétrole brut léger assuré grâce aux réserves actuellement établies sera d'environ deux pour cent inférieur à ce qu'il est dans le scénario de prix élevé, et que l'offre de pétrole brut lourd sera d'environ cinq pour cent inférieure. La diminution de l'offre dans le scénario de prix bas reflète le fait que l'on s'attend à l'abandon plus précoce des puits producteurs, car leur exploitation cesse plus rapidement d'être économique que dans le scénario de prix élevé.

Le tableau A6-2 en annexe présente l'offre de pétrole brut lourd et léger des réserves actuellement établies, par province, et le tableau A6-3 en annexe fournit de plus amples détails sur la production de gisements individuels et l'approvisionnement par réseau pipelinier. Nous regroupons la production des gisements par réseau de pipelines afin de fournir un moyen d'évaluer l'utilisation des pipelines. La figure 6-2 illustre l'emplacement des pipelines de collecte et des canalisations principales les plus importants qui transportent le pétrole brut des gisements producteurs aux centres de raffinage.

6.3 Additions aux réserves et potentiel ultime - Régions traditionnelles

Les additions aux réserves ont deux composantes: la valorisation des réserves existantes et les découvertes futures. Dans notre analyse, nous estimons, séparément de toutes les autres additions aux réserves, la valorisation des réserves actuellement établies due aux projets futurs de récupération assistée du pétrole. Nous plaçons ces dernières, qui ont surtout trait aux activités de forage, dans une seconde catégorie. Ces catégories sont examinées individuellement.

6.3.1 Additions dues à la récupération assistée du pétrole dans les gisements actuellement établis

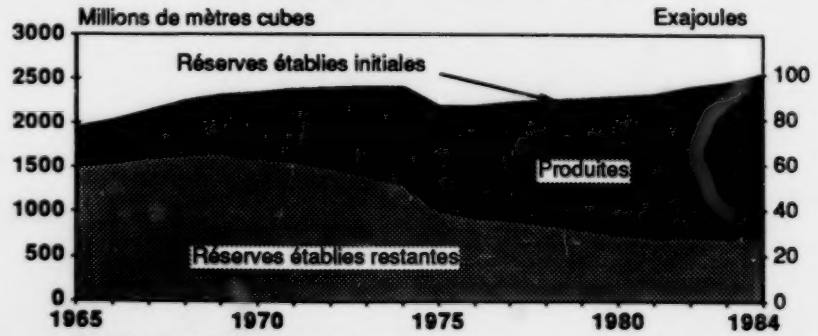
Dans ce rapport, la récupération assistée du pétrole comprend toutes les techniques de récupération autres que celles qui utilisent uniquement l'énergie naturelle du réservoir (ce que l'on appelle la récupération primaire). Bien que les gisements établis offrent certaines possibilités d'additions aux réserves lorsque l'on y injecte encore de l'eau (ce que l'on appelle la récupération secondaire), le plus fort potentiel de récupération assistée est offert par l'utilisation de méthodes plus coûteuses, habituellement appelées techniques de récupération tertiaire.

Dans le cas du pétrole léger, les techniques primaires permettent de récupérer moins de 20 pour cent du pétrole existant. Cette récupération peut être portée à 30 pour cent grâce aux techniques secondaires et tertiaires. En ce qui concerne le pétrole lourd, la récupération tertiaire peut porter la récupération de moins de 10 pour cent à plus de 20 pour cent.

Pour le pétrole léger, la technique tertiaire la plus courante consiste à injecter un liquide qui se mélange au pétrole dans les conditions propres au réservoir. Au Canada, il s'agit habituellement d'une combinaison de liquides du gaz naturel (LGN), à savoir l'éthane, le propane, les butanes et les pentanes plus.

Dans le cas du pétrole lourd, la méthode tertiaire la plus courante consiste à injecter de la vapeur. Une autre technique thermique qui convient particulièrement bien aux zones minces des gisements de pétrole lourd est la combustion in situ d'une partie du pétrole du réservoir,

Figure 6-1
Réserves établies de pétrole brut classique
Zones productrices classiques



Source: Tableau A6-1 en annexe

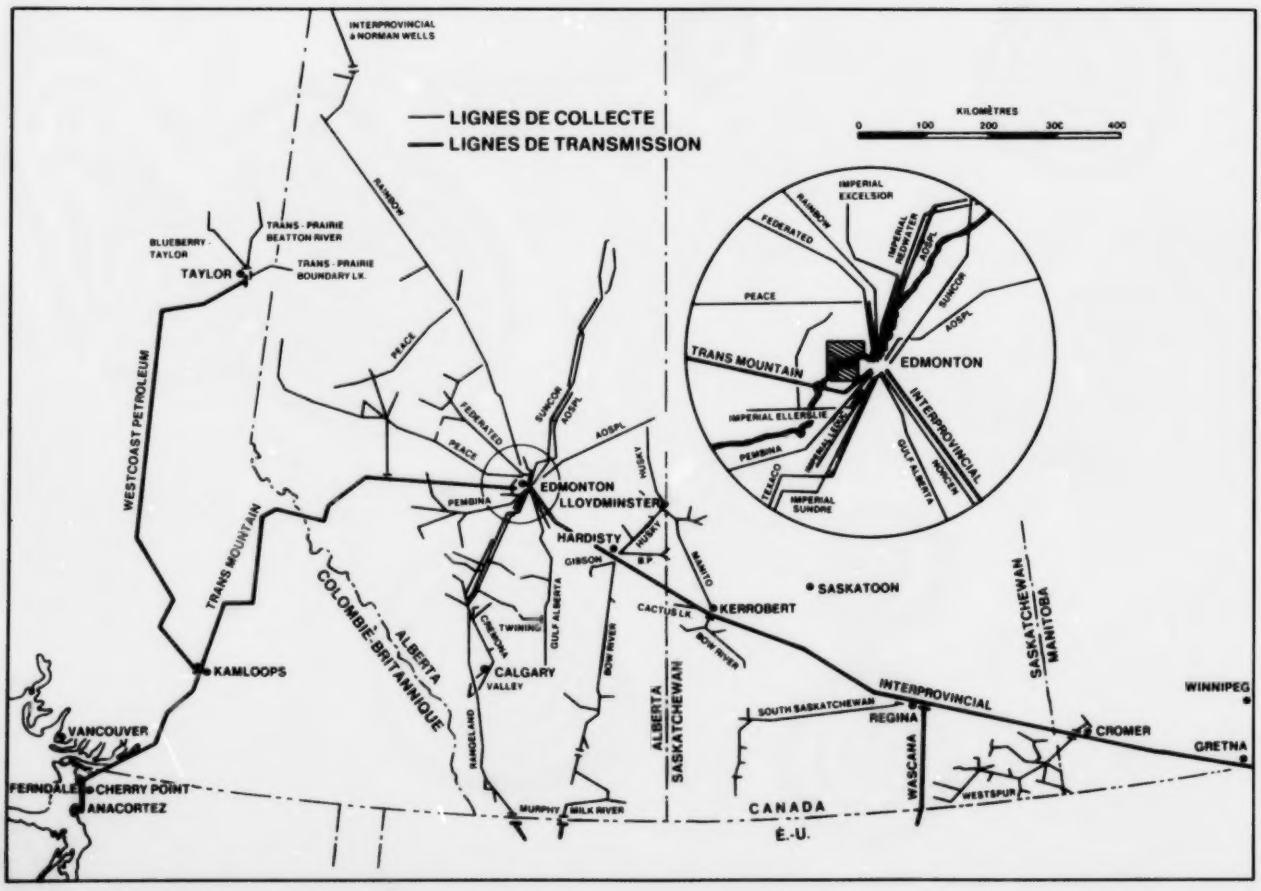
provoquée grâce à une injection d'air ou d'oxygène. D'autres méthodes telles que l'injection d'une solution de tensioactifs, de produits alcalins et de polymères peuvent être utilisées pour le pétrole léger ou lourd mais on s'attend à ce qu'elles ne produisent que de petites quantités additionnelles de pétrole au cours de la période visée par nos projections.

Nous avons evalué les potentiels technique et économique de récupération assistée du pétrole, et projeté les additions aux réserves ainsi obtenues. Le potentiel technique est le total estimatif de pétrole additionnel récupéré dans les gisements établis en utilisant la technique jugée la plus appropriée pour chaque gisement. Le potentiel économique est le pétrole supplémentaire qui, selon les estimations, pourrait être récupéré économiquement à en juger par une comparaison des coûts sociaux de l'offre avec nos projections des prix du pétrole. (Se reporter au chapitre 5 pour un examen des coûts sociaux des approvisionnements. Ces coûts sont en dollars de 1986.)

Nos estimations des coûts sociaux des approvisionnements qu'entraîne la récupération assistée varient d'un projet à l'autre, 100 dollars canadiens par mètre cube (11 $ US par baril) constituant le minimum pour le pétrole lourd et léger. Les coûts sociaux afférents au pétrole fourni par des projets d'hydrocarbures miscibles varieront naturellement avec les coûts des hydrocarbures injectés et, pour les projets d'injec-

Figure 6 - 2

Principales lignes de collecte de pétrole brut



tion de vapeur, avec le coût du gaz naturel utilisé pour produire cette vapeur. D'après nos projections du prix mondial du pétrole et des différences de prix des transports, les prix à la tête du puits du brut léger dans l'Ouest du Canada devraient passer de 110 à 145 $ canadiens par mètre cube (de 12 à 17 $ US le baril) dans le scénario de prix bas, et de 125 à 220 $ canadiens par mètre cube (de 14 à 25 $ US le baril) dans l'autre scénario. En ce qui concerne le brut lourd, les prix à la tête de puits sont de 10 à 20 pour cent inférieurs, ce qui traduit les différences de qualité et l'emplacement.

Le tableau 6-3 présente nos estimations des potentiels techniques et économiques et des totaux des additions aux réserves grâce à la récupération assistée de pétrole.

Dans le scénario de prix bas, le potentiel économique des projets d'injection de fluides miscibles n'est pas très inférieur à celui qui existe dans le scénario de prix élevé car on suppose que le prix des fluides utilisés pour l'injection baisseront avec le prix du pétrole, si bien que la rentabilité du projet est moins affectée que ce serait autrement le cas.

Les projets d'injection de fluides miscibles dont la mise en oeuvre a déjà été approuvée par l'ERCB en Alberta sont présentés au tableau A6-10 en annexe. Cette liste sert de guide pour l'établissement du calendrier des additions aux réserves en ce qui concerne la récupération assistée de pétrole brut léger dans le scénario de prix élevé, qui apparaît au tableau A6-6 en annexe. Dans le scénario de prix bas, le calendrier projeté d'additions aux réserves a été réduit par rapport au premier pour les premières années de la période à l'étude, à cause de la réduction des ressources d'autofinancement pour les projets de récupération assistée et de la moindre rentabilité de projets individuels à cette époque.

Pour le pétrole lourd, le potentiel économique des additions aux réserves est également plus faible dans le scénario de prix bas que dans celui de prix élevé. Encore une fois, cependant, l'effet de prix moins élevés du pétrole est compensé dans une certaine mesure par le fait que le prix du gaz naturel, utilisé pour produire de la vapeur destinée aux projets thermiques, est également plus faible. Le tableau A6-7 en annexe présente les additions projetées aux réserves pour la récupération assistée de pétrole lourd.

Le tableau 6-3 comprend également les estimations des potentiels et des additions totales au cours de la même période dans le cas de référence du Rapport de septembre 1984. Les potentiels techniques sont essentiellement les mêmes qu'auparavant, mais les potentiels économiques sont différents, surtout parce que nos projections des prix du pétrole sont différentes. Dans le scénario de prix bas, les potentiels économiques sont inférieurs à ceux qui apparaissent dans le Rapport de septembre 1984. Dans l'autre scénario, ces potentiels sont égaux ou inférieurs à ceux du cas de référence du même rapport, à l'exception des projets d'injection de fluides miscibles. Les prix inférieurs

Tableau 6-3

Récupération assistée de pétrole (RAP) [a]

(millions de mètres cubes)

	Injection d'eau	Fluides miscibles	Méthodes thermiques	Autres	Total
Scénario de prix bas					
Potentiel technique	179	271	265	30	745
Potentiel économique	91	108	53	0	252
Total des additions 1985-2005	91	93	50	0	234
Scénario de prix élevé					
Potentiel technique	179	271	265	30	745
Potentiel économique	91	136	95	9	331
Total des additions 1985-2005	91	116	82	9	298
Cas de référence - Rapport de septembre 1984 [b]					
Potentiel technique	172	272	265	30	739
Potentiel économique	90	115	169	9	383
Total des additions 1985-2005	90	115	102	9	316

[a] Potentiels techniques et économiques de la RAP quant aux découverts avant le 31 décembre, 1984.

[b] Les chiffres tirés du rapport de septembre 1984 ont été ajustés de façon à tenir compte des projets dont le début des opérations est prévu entre le 31 décembre 1982 et le 31 décembre 1984.

Source: Tableau A6-5 en annexe.

de nos projections actuelles font particulièrement sentir leurs effets sur la rentabilité des projets tertiaires utilisant l'énergie thermique. Dans les deux scénarios de prix, le total des additions aux réserves pour la période couverte par cette étude est inférieur à celui du cas de référence du Rapport de 1984.

6.3.2 Additions liées aux activités de forage

Les additions aux réserves de pétrole brut qui sont liées aux activités de forage comprennent celles qui sont dues à de nouvelles découvertes, à toute valorisation future liée à ces découvertes (y compris celle qui tient à la récupération assistée du pétrole) et celles qui sont dues aux volumes supplémentaires résultant de la valorisation des réserves établies actuelles (à l'exclusion de la récupération assistée de pétrole que nous avons examinée ci-dessus).

Nos projections des additions aux réserves résultant de forages futurs sont fondées sur une extrapolation du rapport historique entre le taux des additions aux réserves et l'importance des forages exploratoires effectués. La figure 6-3 illustre ce rapport pour le bassin sédimentaire de l'Ouest du Canada.

Les profils des forages exploratoires axés sur la recherche de pétrole, que nous avons examinés au chapitre 5, ont été combinés avec l'extrapolation illustrée à la figure 6-3 pour élaborer les projections des additions aux réserves de pétrole résultant des activités de forage. Nous estimons à environ 430 millions de mètres cubes le potentiel restant de futures additions aux réserves liées au forage. Sur ce total, on estime qu'environ 227 millions de mètres cubes viendront s'ajouter entre 1985 et 2005 dans le scénario de prix bas, et de 313 millions de mètres cubes dans l'autre scénario (tableau A6-5 en annexe).

L'effondrement des prix mondiaux du pétrole brut au début de l'année a provoqué une réduction très importante des forages exploratoires. Ceci se traduira par une diminution correspondante des additions aux réserves. Dans le scénario de prix bas, les additions aux réserves de pétrole brut lourd et léger résultant d'opérations de forage devraient diminuer très sensiblement à court terme et tomber de 46 millions de mètres cubes en 1985 à environ 22 millions en 1986 et à 11 millions, en 1987. Dans le scénario de prix élevé, on s'attend à ce que les additions aux réserves, en 1987, soient plus importantes et soient de l'ordre de 17 millions de mètres cubes. Les taux des additions aux réserves projetés pour les dernières années de la période des prévisions, dans les deux scénarios, reflètent l'épuisement de la base de ressources de pétrole classique dans l'Ouest du Canada.

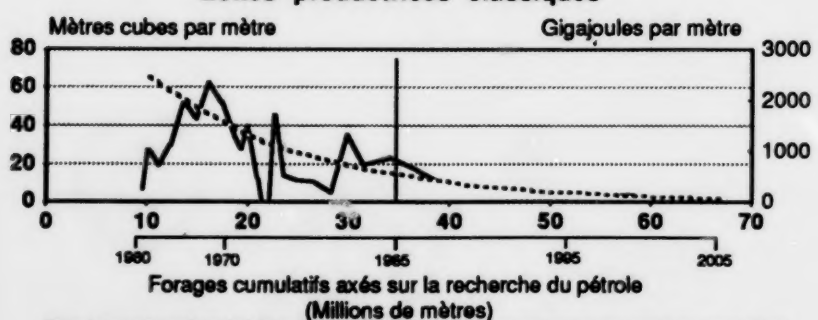
En ce qui concerne le pétrole classique de l'Ouest du Canada, nous nous attendons à ce que les coûts sociaux des approvisionnements se situent entre 110 et 150 $ canadiens le mètre cube (13 à 17 $ US le baril). Ces coûts sont ceux du cycle complet de découverte, de mise en valeur, et de production du pétrole. Si les prix du pétrole sont faibles, on peut s'attendre à ce que l'industrie n'explore que les zones d'intérêt promettant des découvertes importantes. Si les prix sont plus élevés, des zones d'intérêt plus nombreuses, où la taille des découvertes escomptées est plus réduite, deviennent attrayantes.

Les tableaux A6-6 et A6-7 en annexe fournissent des détails sur les additions attendues grâce aux activités de forage, selon les deux scénarios de prix.

6.3.3 Potentiel ultime et total des additions aux réserves

Le potentiel ultime de pétrole brut dans les régions traditionnelles est représenté par la zone au-dessous de la courbe présentée à la figure 6-3. Nous estimons ce potentiel à 3 750 millions de mètres cubes, soit

Figure 6-3
Relations entre le taux des additions aux réserves primaires de pétrole brut et les forages d'exploration cumulatifs axés sur le pétrole
Zones productrices classiques



Nota: Les années présentées de la période de prévision s'appliquent uniquement au scénario du prix élevé.
Source: Tableau A6-4 en annexe

une augmentation de 120 millions de mètres cubes par rapport à l'estimation utilisée dans le Rapport de septembre 1984. Cette augmentation est conforme au récent niveau élevé des additions aux réserves de pétrole brut. Le tableau A6-5 en annexe fournit des détails sur le potentiel ultime.

La figure 6-4 compare nos prévisions concernant les additions aux réserves de chaque catégorie avec les réserves établies. Notre projection de ces additions aux réserves par année est présentée à la figure 6-5, avec les données historiques correspondantes.

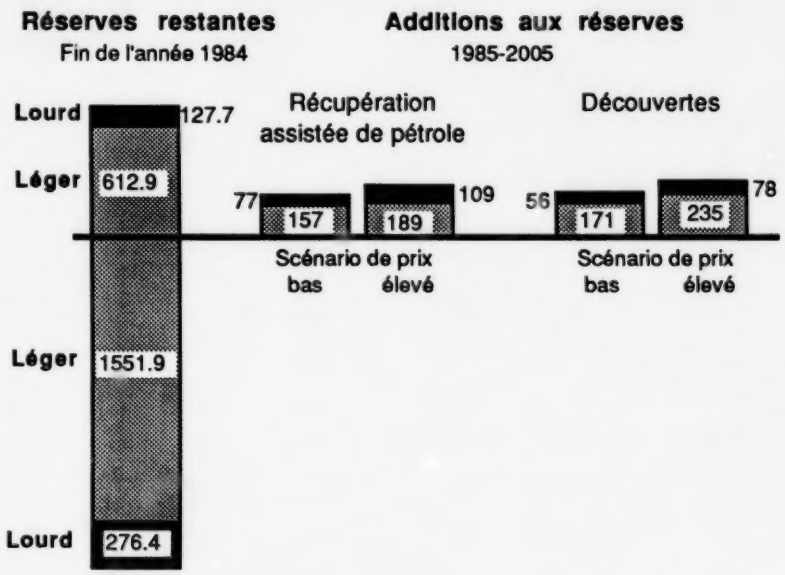
Nous prévoyons des additions totales aux réserves de pétrole brut classique léger et lourd, au cours de la période étudiée, de 460 millions de mètres cubes et de 610 millions de mètres cubes dans le scénario de prix bas et celui de prix élevé, respectivement (tableau A6-5 en annexe). L'estimation dans le scénario de prix bas est inférieure d'environ 120 millions de mètres cubes et dans l'autre scénario, supérieur d'environ 30 millions de mètres cubes à l'estimation du cas de référence pour la même période dans le Rapport de septembre 1984. La projection actuelle plus élevée dans le scénario de prix élevé reflète notre point de vue plus optimiste à l'égard du potentiel ultime, qui est inspiré par les résultats des récentes activités de forage.

Dans les deux scénarios de prix, les additions aux réserves sont insuffisantes pour remplacer la production de pétrole brut traditionnel, ce qui se reflète dans les projections de la capacité de production (tableau A6-14 en annexe). Dans le scénario de prix bas, la capacité de production des réserves actuellement établies de brut léger et lourd classique

Figure 6-4

Réserves de pétrole brut classique
Zones productrices classiques

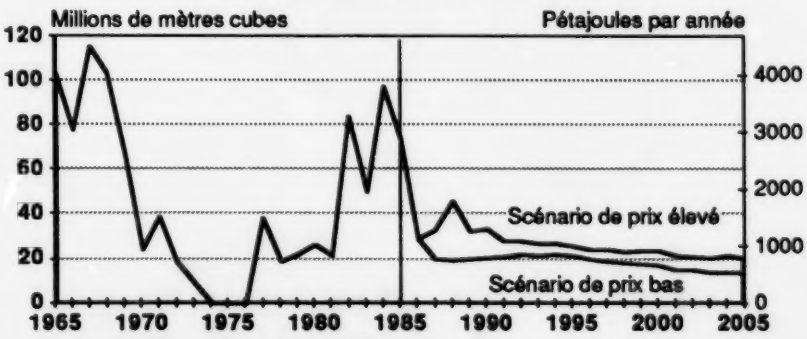
Millions de mètres cubes



Source:Tableaux A6-2 et A6-5 en annexe

Figure 6-5

Additions aux réserves de pétrole brut classique
Zones productrices classiques



Source: Tableaux A6-1, A6-6 et A6-7 en annexe

tombe de 204 000 mètres cubes par jour en 1985 à 19 000 en 2005, soit une réduction de 185 000 mètres cubes par jour. La capacité de production supplémentaire des additions aux réserves au cours de la période étudiée ne représente que 44 000 mètres cubes par jour en 2005, si bien que la diminution nette de la capacité de production au cours de cette période est de 141 000 mètres cubes par jour. Dans le scénario de prix élevé, la diminution nette est de 124 000 mètres cubes par jour. Nos hypothèses concernant la conversion des additions aux réserves en capacité de production sont présentées aux tableaux A6-8 et A6-9 en annexe.

6.4 Pétrole brut synthétique et bitume

Les vastes dépôts de sable pétrolifère de l'Ouest du Canada contiennent du bitume qui est si visqueux que dans son état naturel, il ne s'écoulera pas dans un réservoir jusqu'à un puits de forage. Comme nous l'avons noté dans la section 6.1, deux techniques de production sont actuellement utilisées commercialement, l'exploitation à ciel ouvert et la récupération in situ.

Le pétrole brut synthétique produit par l'extraction et la valorisation aux usines de Suncor et de Syncrude assure actuellement environ 14 pour cent de la capacité de production de pétrole brut léger et de ses équivalents. L'exploitation de ces usines cesse d'être économique lorsque les prix mondiaux du pétrole brut tombent au-dessous d'environ 13 $ US le baril. À ce prix, les recettes sont à peine suffisantes pour couvrir les frais d'exploitation directs. Fermer de telles usines est coûteux; nous nous attendons donc à ce qu'elles continuent à fonctionner aussi longtemps que les pertes prévues ne dépasseront pas le coût de fermeture de l'usine. Bien que nous ayons projeté que ces usines continueront à fonctionner dans les deux scénarios de prix, dans celui de prix bas, un revers opérationnel majeur pourrait entraîner la cessation des activités car l'investissement additionnel exigé par des réparations ne serait peut-être pas justifiable.

Nos estimations des coûts sociaux des approvisionnements en ce qui concerne les nouvelles installations d'extraction avec valorisation sont de l'ordre de 185 à 275 $ canadiens le mètre cube (21 à 31 $ US le baril) au site de production. Ceci se traduit par un prix de 200 à 290 $ canadiens le mètre cube (23 à 33 $ US le baril) à Chicago. Il est probable que de telles usines ne sont économiques que dans le scénario de prix élevé et à condition qu'elles puissent être construites à un coût proche du niveau inférieur de notre fourchette de coûts d'approvisionnement estimatifs. Nous n'incluons aucune production des nouvelles installations d'extraction dans nos projections. Il semble plus probable que l'exploitation future des sables pétrolifères utilisera le procédé in situ qui se prête à des extensions à petite échelle présentant des risques financiers moindres que ceux des projets de grande envergure. Cependant, d'autres additions aux usines existantes, dont le coût des approvisionnements devrait se situer au niveau inférieur de nos estimations des coûts de l'offre, ne sont pas à exclure. De plus, des percées importantes de la technologie de l'extraction et du traitement des sables pétrolifères, avec les réductions de coût que cela amènerait, pourraient fort bien entraîner la construction de nouvelles usines vers la fin de la période d'étude.

Les récentes entreprises d'exploitation des sables pétrolifères ont toutes fait appel au procédé in situ sans valorisation pour obtenir du brut léger synthétique. Cela a été rendu possible par le développement du marché du pétrole brut lourd aux États-Unis.

En ce qui concerne le bitume produit grâce à la méthode in situ, nous estimons qu'il est possible d'obtenir des coûts sociaux des approvisionnements ne dépassant pas 70 $ canadien le mètre cube (8 $ US le baril) au site de production, pour les réservoirs de qualité supérieure. En comparaison, nous nous attendons à ce que les prix du bitume au site de production dans les années 1990 soient de 90 $ canadiens le mètre cube (10 $ US le baril) et de 140 $ canadiens le mètre cube (16 $ US le baril) dans le scénario de prix bas et celui de prix élevé, respectivement.

Dans le scénario de prix bas, nous nous attendons à ce que seuls les réservoirs de qualité supérieure se prêtant à la récupération sur place soient exploités pendant la période couverte par cette étude et que cette exploitation se limitera aux projets actuellement en construction. Dans le scénario de prix élevé, nous nous attendons à ce que l'augmentation des approvisionnements en bitume obtenue par récupération sur place se poursuive, bien qu'au cours des deux ou trois prochaines années, il soit probable que cette croissance soit inférieure à ce qui avait été prévu jusqu'à présent. Dans ce cas, notre projection est un regroupement de projets individuels actuellement planifiés, comme le montre le tableau A6-11 en annexe. Nous nous attendons à ce que dans le scénario de prix élevé, la production du bitume soit plus freinée par la demande que par l'offre (les pers-

pectives d'exportation sont examinées à la section 6.8). Dans ce cas, la capacité de production de bitume est de 85 000 mètres cubes par jour en 2005, soit les trois quarts de la production de pétrole lourd prévue cette année-là.

Nous estimons entre 70 et 105 $ canadiens le mètre cube (8 à 12 $ US le baril) le coût social des approvisionnements pour la valorisation de pétrole lourd ou de bitume afin d'obtenir un pétrole brut synthétique léger. Nous nous fondons pour cela sur des estimations du coût préliminaire de l'installation de valorisation de Husky envisagée pour la région de Lloydminster. La fourchette des coûts est révélatrice de l'incertitude qui entoure les coûts du projet et les rendements. Plusieurs procédés de valorisation, qui pourraient réduire ces coûts, sont en cours d'élaboration. L'un d'entre eux, qui offre des perspectives prometteuses, est le co-traitement du charbon et du pétrole, examiné à la section 6.1.

Nous estimons que les coûts totaux d'approvisionnement pour la production et la valorisation de bitume in situ sera de l'ordre de 140 à 230 $ canadiens le mètre cube (16 à 26 $ US le baril) ce qui se traduit par un prix de 155 à 245 $ canadiens le mètre cube (17 à 28 $ US le baril) à Chicago. Par conséquent, la valorisation du bitume pour obtenir du brut sythétique plus léger est une option viable sur le plan économique dans le scénario de prix élevé. Nous avons inclus dans ce cas deux nouvelles installations de valorisation, une qui démarrera en 1995 et l'autre en 1999, avec chacune une capacité de 8 000 mètres cubes par jour. Cependant, compte tenu de l'immensité des ressources en sables bitumineux, des usines pourraient être construites en nombre plus grand ou en taille plus importante. L'installation de valorisation de la Coopérative actuellement en construction à Regina et dont l'entrée en service est prévue pour 1988, est incluse dans les deux scénarios.

Les grands projets d'exploitation des sables pétrolifères et de valorisation inclus dans nos deux scénarios de prix du pétrole brut sont présentés au tableau 6-4.

6.5 Pentanes plus

Les pentanes plus sont la composante la plus légère des approvisionnements en pétrole brut et équivalents. C'est le plus lourd des liquides du gaz naturel et il est étudié avec d'autres liquides du gaz naturel au chapitre 7. Le tableau A7-6 en annexe présente une projection de la production usine par usine dans le scénario de prix bas ainsi qu'un résumé de l'approvisionnement en pentanes plus par pipeline dans le scénario de prix élevé. L'offre de pentanes plus est incluse dans nos projections des approvisionnements en pétrole brut et équivalents présentées au tableau A6-14 en annexe. Nous avons exclu des quantités qui apparaissent dans ce tableau les petites quantités contenues dans les mélanges de LGN utilisés dans les projets de récupération assistée de pétrole.

Les pentanes plus sont utilisés comme agent de réduction de la viscosité du pétrole lourd classique et du bitume, et comme charges d'alimentation des raffineries. On en a également besoin pour contrôler la pression de vapeur des LGN transportés par le pipeline de l'IPL et qui passent par des installations d'entreposage à basse pression à Superior (Wisconsin).

L'augmentation projetée de la production de bitume, alliée à la diminution à long terme attendue des approvisionnements en pentanes plus se traduiront par une insuffisance des pentanes plus dans les deux scénarios de prix. Ces insuffisances

Tableau 6-4

Calendrier des projets importants

		Année de lancement	
	Dimensions[a]	Scénario de prix bas	Scénario de prix élevé
Installations d'extraction de sables pétrolifères			
Expansion de Syncrude	2,5	–	1991
Installations de valorisation			
Co-op	8,0	1988	1988
Autres	8,0	–	1995
Autres	8,0	–	1999
Régions pionnières			
Hibernia	17,5	–	1995
Mer de Beaufort	17,5	–	1996

[a] Milliers de mètres cubes par jour.

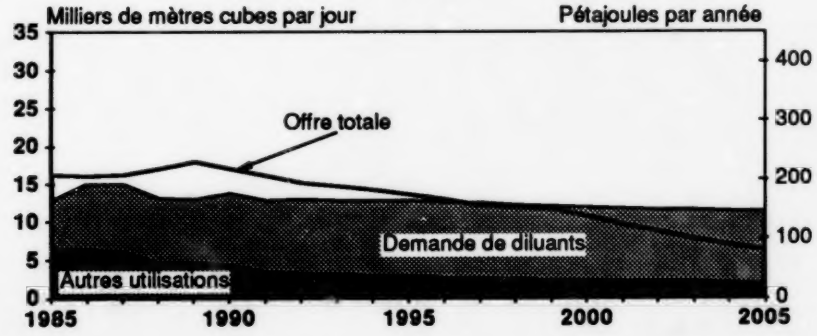
Source: Tableau A6-14 en annexe.

sont indiquées par les bilans de l'offre et de la demande apparaissant à la figure 6-6. L'offre de pentanes plus devient déficitaire aux alentours de 1997 dans le scénario de prix bas, et aux alentours de 1989, dans l'autre.

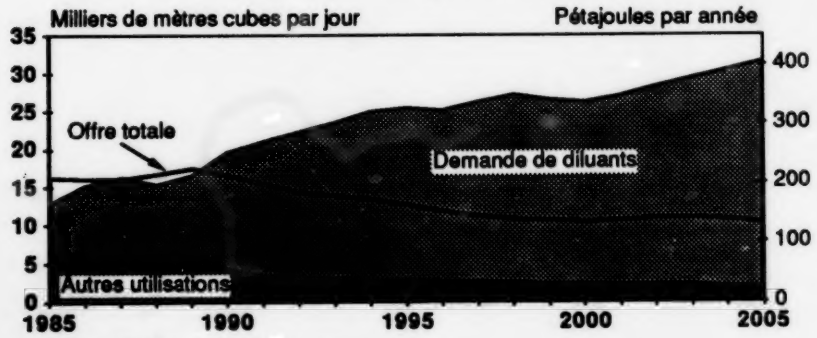
La restriction possible des approvisionnements en bitume résultant de la moindre disponibilité de pentanes plus peut être atténuée par le recyclage de diluants des raffineries de l'Est jusqu'en Alberta, par l'importation de pentanes plus, par l'utilisation de pétrole brut léger ou de naphta raffiné comme diluant ou encore grâce à la valorisation du pétrole lourd et du bitume dans des installations régionales de valorisation afin d'obtenir la qualité requise pour le transport. Dans nos projections de la capacité de production de pétrole brut et équivalents, nous supposons que les besoins en diluants excédant les approvisionnements en pentanes plus seront satisfaits grâce à une fraction de pétrole léger (tableau A6-14 en annexe).

L'installation de valorisation de la Coopérative, qui est en construction à Regina, ne réduira pas les besoins de diluants à moins qu'on ne construise un pipeline pour les ramener de Regina aux gisements producteurs de pétrole. L'installation de valorisation envisagée par Husky pour la région de Lloydminster réduirait les besoins de diluants mais ne commencerait pas à fonctionner avant 1995 dans notre scénario de prix élevé.

Figure 6-6
Offre et demande de pentanes plus
Scénario de prix bas



Scénario de prix élevé



Source:Tableau A6-14 en annexe

6.6 Régions pionnières

On considère que les régions pionnières ont un potentiel géologique suffisant pour assurer une production importante d'hydrocarbures. Des découvertes importantes de pétrole brut ont été faites à Hibernia, au large de Terre-Neuve, ainsi qu'à Amauligak, dans la Mer de Beaufort. On en a trouvé de plus petites accumulations au voisinage de ces découvertes, ainsi qu'au large de la Nouvelle-Écosse, dans l'archipel Arctique et dans le Delta du Mackenzie. Jusqu'à présent, aucune de ces régions n'a encore produit de pétrole, si l'on excepte quelques expéditions mineures par pétrolier depuis le gisement Bent Horn dans l'archipel Arctique et le gisement découvert à Amauligak. Les expéditions faites de Bent Horn avaient pour objet de montrer qu'il était commercialement possible de transporter du pétrole brut du Haut-Arctique en utilisant un pétrolier brise-glace et il se peut que ces envois continuent s'ils sont profitables; le transport du pétrole de Amauligak était destiné à faciliter un essai prolongé de production.

Un plan d'exploitation du gisement Hibernia a obtenu l'approbation conditionnelle de l'Office Canada-Terre-Neuve des hydrocarbures offshore. Ce plan comprend la construction d'une plate-forme de production à base fixe en béton qui accueillera du matériel de forage, de production, d'injection et de traitement, sans compter qu'elle logera 300 personnes.

Le plan de mise en valeur prévoit que la production sera assurée par des puits sous-marins ainsi que des

puits sur plate-forme; le pétrole brut serait transporté des puits grâce à une navette de pétroliers. La production commencerait au plus tôt en 1992. Une production maximum d'environ 17 500 mètres cubes par jour serait atteinte au bout de deux ans, et se maintiendrait pendant environ huit ans, après quoi, elle diminuerait. En vertu de ce plan, le gisement serait abandonné au bout de 20 ans lorsque les ressources récupérables, estimées par l'exploitant à 83 millions de mètres cubes, auraient été exploitées.

Les niveaux de production proposés pour Hibernia, mentionnés ci-dessus, sont reflétés dans notre scénario de prix élevé. Cependant, la date de démarrage de la production est incertaine et dépendra du temps que demandera la conclusion d'une entente fiscale et financière entre l'exploitant et les deux niveaux de gouvernement. Dans notre scénario de prix élevé, nous supposons que 1995 sera la première année de production. Aucune production d'Hibernia n'est incluse dans le scénario de prix bas, car son exploitation ne serait pas économique aux coûts des approvisionnements projetés. Nous estimons que le coût social de l'offre sera de 150 à 180 $ canadiens le mètre cube (17 à 21 $ US le baril) pour le pétrole produit par Hibernia en utilisant la plate-forme de production fixe en béton. Cette estimation ne comprend pas les coûts d'exploration ou de transport. Les prix équivalents à Chicago atteignent 165 à 195 $ canadiens le mètre cube (18 à 22 $ US le baril).

Bien que, dans le scénario de prix élevé, nous projetions uniquement la production d'Hibernia, il se peut que des gisements plus petits ailleurs sur les Grands Bancs ou sur le plateau continental de la Nouvelle-Écosse deviennent également productifs avant la fin de la période couverte par les prévisions, à condition de disposer d'une technologie appropriée, probablement liée à des systèmes de production flottants.

Les plans de production dans la Mer de Beaufort et la région du Delta du Mackenzie sont moins avancés que ceux d'Hibernia. La découverte du gisement Amauligak au large des côtes en 1984, avec des réserves que l'exploitant estime supérieures à 100 millions de mètres cubes, a accru la possibilité d'une mise en valeur précoce de cette région si les prix mondiaux du brut remontent au voisinage des niveaux prévus dans notre scénario de prix élevé. Pour la Mer de Beaufort, nous estimons un coût de l'offre de 100 à 160 $ canadiens le mètre cube (11 à 18 $ US le baril) qui, avec les coûts de transport, est équivalent à un prix à Chicago de 170 à 230 $ canadiens le mètre cube (19 à 26 $ US le baril). Les coûts d'exploration, étant irrécupérables, ne sont pas inclus dans cette estimation.

Dans notre scénario de prix élevé, nous supposons que la production de la Mer de Beaufort - région du Delta du Mackenzie démarre en 1996 et atteigne un maximum de 17,5 mille mètres cubes par jour en 1997 et s'y maintienne jusqu'à la fin de la période couverte par cette étude. Pour cette région, nous n'identifions pas les sources de production, mais nous nous attendons à ce qu'elles soient fournies au départ par un réservoir important au large, et que par la suite, des gisements plus petits seront exploités en mer comme à terre. Notre estimation de la capacité de production de cette région est manifestement sujette à beaucoup d'incertitude.

Nous n'incluons pas explicitement la production de l'archipel Arctique dans notre projection; les transports annuels par pétroliers depuis le gisement Bent Horn peuvent se poursuivre pendant une période indéfinie, mais il est probable qu'ils demeureront peu importants en comparaison de l'offre totale.

Le tableau 6-4 présente les principaux projets des régions pionnières inclus dans notre scénario de prix élevé du pétrole. Dans le scénario de prix bas, notre projection n'inclue pas d'approvisionnements nouveaux assurés par ces sources.

6.7 Offre globale

Nos projections de l'offre globale de pétrole brut et de ses équivalents sont résumées au tableau 6-5 et illustrées à la figure 6-7. Les détails complets sont fournis au tableau A6-14 en annexe.

A cause du climat favorable à l'exploration et à la mise en valeur des gisements qui existe depuis quelques années, l'offre globale de pétrole brut et de ses équivalents a rapidement augmenté depuis 1982. Une bonne partie de cette croissance est due à la capacité de production du bitume mais la production de pétrole brut léger classique, qui avait baissé entre 1973 et 1982, a également augmenté d'environ cinq pour cent entre 1982 et 1985. Nous ne nous attendons pas à ce que cette tendance de la production de pétrole léger se poursuive, quel que soit le scénario de prix du pétrole, du fait de l'état d'épuisement avancé des réservoirs producteurs.

Dans le scénario de prix bas, nous projetons qu'en 2005, les approvisionnements en pétrole brut léger et en ses équivalents atteindra seulement 40 pour cent du niveau de 1985. La projection révèle une baisse continue au cours de la période d'étude. De nouveaux approvi-

Tableau 6-5

Capacité de production de pétrole brut et d'équivalents

	1985	1986	1987	1990	1995	2000	2005
	(Milliers de mètres cubes par jour)						
	Scénario de prix bas						
Léger	204	204	194	163	123	100	81
Lourd	55	64	63	50	47	43	41
Total	259	268	257	213	170	143	122
	Scénario de prix élevé						
Léger	204	205	195	165	132	150	128
Lourd	55	65	68	73	94	94	114
Total	259	270	263	238	226	244	242
	Cas de référence - Rapport de septembre 1984						
Léger	190	178	169	162	182	171	157
Lourd	51	51	52	39	46	52	59
Total	241	229	221	201	228	223	216

Nota: Les chiffres de ce tableau ont été arrondis.

Source: Tableau A6-14 en annexe et rapport de septembre 1984.

sionnements assurés par les additions aux réserves de pétrole brut léger et l'installation de valorisation de la Coopérative sont insuffisants pour compenser la baisse résultant de l'épuisement des gisements établis actuels.

Dans le scénario de prix élevé, nous projetons des additions plus importantes aux réserves de pétrole brut léger et incluons de nouveaux approvisionnements assurés par les deux installations de valorisation supplémentaires et les régions pionnières. Cependant, même ces approvisionnements additionnels sont insuffisants pour compenser complètement la baisse projetée de l'offre de pétrole léger fourni des réserves établies actuelles. Dans ce scénario, les approvisionnements projetés en pétrole brut léger et équivalents, en 2005, atteignent 63 pour cent de ce qu'elle était en 1985.

Pour le pétrole brut lourd, la situation est nettement différente selon le scénario de prix.

Dans le scénario de prix bas, l'offre totale de pétrole brut lourd, après une augmentation initiale qui culmine en 1986, diminue graduellement au cours de la période couverte par cette étude pour atteindre en 2005, 73 pour cent du niveau de 1985.

Dans le scénario de prix élevé, l'offre de pétrole brut lourd augmente fort rapidement au cours de la période étudiée en dépit du fait que nous incluions deux installations de valorisation supplémentaires qui utilisent du pétrole lourd comme charge d'alimentation. Les approvisionnements nets en brut lourd après déduction des quantités requises par ces installations nouvelles demeurent, en 2005, plus du double du niveau de 1985. La raison de cette augmentation tient du fait que dans ce scénario, les prix du pétrole sont suffisamment élevés pour que l'on puisse produire commercialement du bitume grâce au procédé de récupération in situ appliqué à plusieurs grands projets d'exploitation de sables bitumineux.

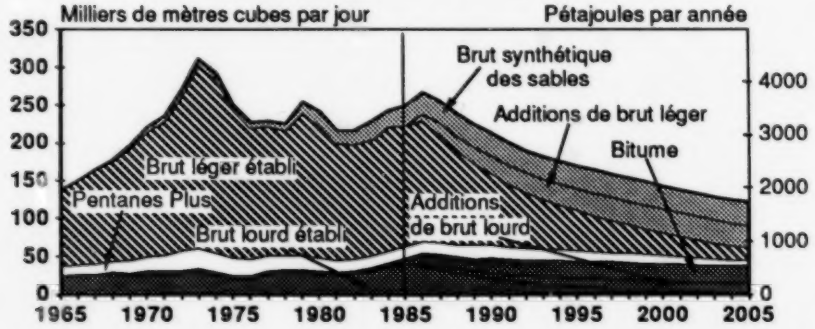
Les projections pour le cas de référence du Rapport de septembre 1984 sont incluses au tableau 6-5 avec nos projections actuelles concernant le pétrole brut et ses équivalents.

Nos projections actuelles concernant les approvisionnements en pétrole brut lourd et léger sont plus élevées à court terme que celles qui apparaissent dans le Rapport de septembre 1984. Depuis la préparation de ce Rapport, l'activité de forage, en ce qui concerne le pétrole classique, a été beaucoup plus intense que nous ne l'avions prévu, et la production de bitume s'est également développée plus rapidement.

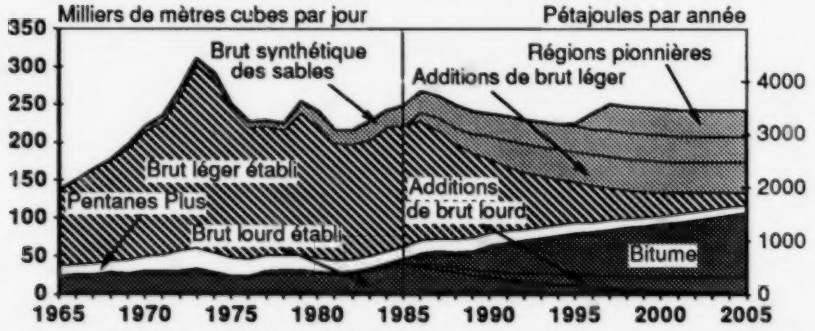
À long terme, nos projections actuelles concernant le pétrole léger et ses équivalents, dans les deux scénarios de prix, sont inférieures au cas de référence antérieur. C'était à prévoir, compte tenu des prévisions actuelles concernant les prix futurs du pétrole.

En ce qui concerne le pétrole lourd dans le scénario de prix élevé, nous projetons un développement plus rapide et plus généralisé de la production de bitume que nous ne l'avions fait dans le Rapport de septembre 1984. Cependant, dans le scénario de prix bas, notre projection actuelle des approvisionnements en pétrole lourd est inférieure à long terme au cas de référence antérieur. C'était également à prévoir, compte tenu des prix du pétrole beaucoup plus faibles qui sont maintenant envisagés.

Figure 6-7
Approvisionnements en pétrole brut intérieur et en ses équivalents
Scénario de prix bas



Scénario de prix élevé



Source: Tableau A6-14 en annexe

6.8 Bilan des produits pétroliers et besoins des raffineries en charges d'alimentation

Au chapitre 3, nous avons évalué les perspectives d'utilisation du pétrole au Canada en fonction de la demande totale de produits pétroliers raffinés. Afin de déterminer les incidences de la demande de produits pétroliers sur les bilans de l'offre et de la demande en matière de pétrole brut, les demandes de produits doivent être converties en fonction des besoins correspondants des raffineries en charges d'alimentation au Canada. C'est ce dont traite cette section.

Toute évaluation des incidences que les demandes de produits pétroliers ont sur les besoins de pétrole brut au Canada nécessite également d'évaluer la composition de l'industrie du raffinage au Canada et le rôle des importations et exportations de produits pétroliers. Ce sont là des points sur lesquels plane une grande incertitude.

Il y a un certain nombre d'années que les raffineurs canadiens, comme d'ailleurs ceux du monde entier, se trouvent confrontés à une succession rapide de situations différentes, notamment la fluctuation des coûts des charges d'alimentation, la baisse de la demande de produits pétroliers et la modification de la liste des produits demandés. La figure 6-8 illustre l'évolution, dans le temps, de la demande canadienne de divers produits pétroliers.

En s'adaptant à ces réalités nouvelles, l'industrie a changé à de nombreux égards. Pour décrire cette adaptation, on emploie souvent le terme "rationalisation des raffineries", qui sous-entend la fermeture d'une ou plusieurs raffineries, l'amélioration d'installations et, dans certains cas, la construction d'usines à meilleur rendement. L'industrie canadienne du raffinage s'est beaucoup rationalisée, ce qui la rend mieux à même de réagir aux marchés de produits actuels et éventuels et à la disponibilité de charges d'alimentation.

En 1980, 37 raffineries d'une capacité de distillation combinée d'environ 370 000 mètres cubes par jour, étaient en service au Canada. Or, de cette année-là jusqu'en 1986, onze d'entre elles ont fermé leurs portes et deux autres ont vu leur taille réduite, ce qui a réduit la capacité de 105 000 mètres cubes par jour. Au cours de la même période, deux nouvelles usines sont entrées en service et plusieurs autres ont connu une modeste expansion. La décision de construire ces deux nouvelles installations a été prise au moment où la demande de produits était forte. Au cours de la même période, la capacité de raffinage du Canada a subi une réduction nette d'environ 79 000 mètres cubes par jour, soit 21 pour cent (voir tableau 6-6).

Les réductions les plus grandes ont eu lieu dans les Provinces de l'Atlantique, dont la capacité a été réduite de 35 000 mètres cubes par jour (approximativement 50 pour cent) et au Québec, où quatre raffineries

Figure 6-8

Demande de produits pétroliers raffinés pour utilisation finale

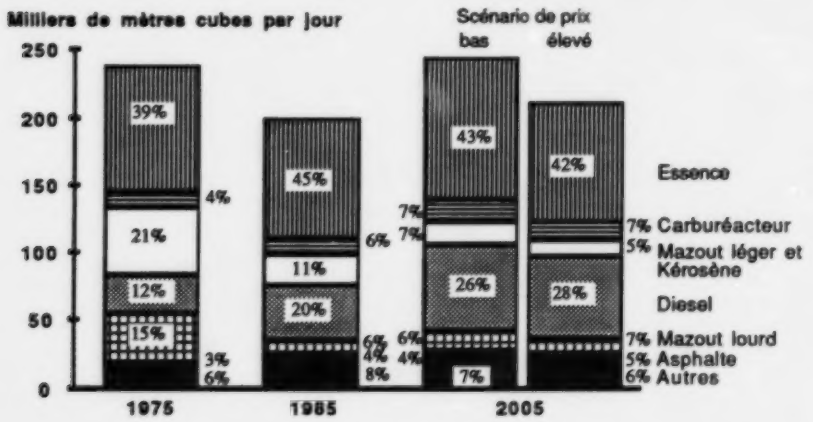


Tableau 6-6

Capacité de raffinage

	de janvier 1980	de janvier 1986
	(Milliers de mètres cubes par jour)	
Provinces de l'Atlantique	71	36
Québec	94	50
Ontario	120	103
Provinces des Prairies	58	75
C.B. et Territoires du N.O.	28	28
Total pour le Canada	371	292

Nota: Les chiffres de ce tableau ont été arrondis.

de Montréal, d'une capacité totale de 44 000 mètres cubes par jour, ont fermé leurs portes.

Le principal facteur qui a motivé la rationalisation des raffineries a été la baisse de la demande de produits pétroliers. De 1980 à 1985, la demande intérieure, en ce qui concerne les produits principaux (essence pour moteur, distillat et mazout lourd) a diminué d'environ 25 pour cent, chiffre proche de la baisse de 21 pour cent de la capacité canadienne de raffinage au cours de la même période. En dehors des réductions de la capacité de distillation, plusieurs raffineurs ont amélioré leurs installations afin de répondre aux changements de la demande concernant certains produits, notamment la baisse de la demande de mazout lourd et la consommation accrue d'essence sans plomb. Les configurations des raffineries ont également été modifiées à cause des changements de disponibilité de différentes charges d'alimentation et de leurs coûts relatifs.

Dans notre analyse, nous avons supposé que la capacité canadienne globale de raffinage demeurerait inchangée et qu'elle continuerait à exiger la même combinaison de charges d'alimentation qu'aujourd'hui.

Pour déterminer la charge d'alimentation dont ont besoin les raffineries dans chaque région du pays, il faut évaluer un certain nombre de variables importantes, dont la capacité des raffineries à s'adapter à la fabrication de divers produits pétroliers, les rendements, la nécessité de transferts interrégionaux de produits, les variations de niveau des stocks, la consommation des raffineries, les pertes et(ou) les gains pendant le traitement du pétrole brut et les prévisions concernant les importations et les exportations de produits pétroliers.

Besoins en charges d'alimentation des raffineries

Nos prévisions, quant aux besoins en charges d'alimentation des raffineries, dans les scénarios de prix bas et de prix élevé, sont présentées au tableau 6-7.

Dans le scénario de prix bas, nous prévoyons que la demande canadienne de produits pétroliers, qui était de 213 000 mètres cubes par jour en 1985, ateindra 258 000 mètres cubes par jour en 2005 - soit une augmentation d'environ 20 pour cent. Dans le scénario de prix élevé, nous prévoyons que la demande de produits pétroliers, qui était de 213 000 mètres cubes par jour en 1985, tombera à 205 000 mètres cubes par jour en 1995, après quoi, elle reprendra et sera voisine du niveau 1985 en 2005.

Les importations et exportations de produits pétroliers jouent un rôle important dans l'équilibre de l'offre et de la demande. Dans certains cas, les ventes à l'exportation sont absolument indispensables à la viabilité des commercialisateurs indépendants et de certaines raffineries dont la part du marché intérieur est

Tableau 6-7

Besoins des raffineries en charges d'alimentation

(Milliers de mètres cubes par jour)

Scénario de prix bas

	1985	1990	1995	2000	2005
Demande de produits pétroliers	213	218	225	238	258
Exportations de produits	26	24	24	24	24
Importations de produits	-14	-23	-29	-38	-53
Variation des stocks	-17	1	2	3	0
Usage propre des raffineries, pertes et autres	23	17	18	18	21
Besoin des raffineries en charges d'alimentation	231	237	240	245	250
Autres ajustements					
Pétrole partiellement traité et autres produits de charge	-6	-6	-5	-5	-5
Butanes des usines de gaz	-3	-3	-3	-3	-3
Besoins intérieurs en pétrole brut	222	228	232	237	242

Scénario de prix élevé

	1985	1990	1995	2000	2005
Demande de produits pétroliers	213	210	205	209	219
Exportations de produits	26	25	24	24	24
Importations de produits	-14	-18	-16	-18	-22
Variation des stocks	-17	-1	0	1	0
Usage propre des raffineries, pertes et autres	23	17	17	18	18
Besoin des raffineries en charges d'alimentation	231	233	230	234	239
Autres ajustements					
Pétrole partiellement traité et autres produits de charge	-6	-6	-4	-4	-4
Butanes des usines de gaz	-3	-3	-3	-3	-3
Besoins intérieurs en pétrole brut	222	224	223	227	232

Nota: Les chiffres de ce tableau ont été arrondis.
Source: Tableau A6-17 en annexe.

insuffisante pour rentabiliser leurs installations. Les exportations de produits permettent également aux raffineurs d'équilibrer le fonctionnement de leurs entreprises en exportant des produits réalisés conjointement avec d'autres produits nécessaires à la demande intérieure.

Nous avons estimé les exportations de produits pétroliers d'après les résultats de la première année de fonctionnement dans un contexte déréglementé. En 1985, les exportations globales de produits ont atteint 26 000 mètres cubes par jour et nous estimons qu'elles se maintiendront à un niveau voisin de celui-ci pendant toute la période d'étude.

Nous supposons que les importations servent à répondre à la demande non satisfaite par les raffineries canadiennes ou par les transferts interrégionaux de régions limitrophes du Canada. Du fait de la fermeture d'un certain nombre de raffineries, ces dernières années, les importations de produits ont augmenté et nous nous attendons à ce qu'elles s'accroissent encore à l'avenir. En 1985, le Canada a importé 14 000 mètres cubes par jour de produits pétroliers, chiffre qui, à notre avis, atteindra 53 000 mètres cubes par jour en 2005, dans le scénario de prix bas. Si l'autre hypothèse se réalisait, cependant, nous pensons que les importations de produits pétroliers n'atteindront que 22 000 mètres cubes par jour en 2005. Il est probable qu'il s'agira surtout d'importations d'essence pour moteur, de distillat moyen et de mazout lourd dans l'Est du Canada. Si ces importations atteignaient les niveaux indiqués dans le scénario de prix bas, il se peut qu'une nouvelle capacité de raffinage soit nécessaire à la fin des années 1990. Toute décision relative à cette capacité additionnelle devra être prise

en tenant compte des conditions alors en vigueur et escomptées, sur les marchés du pétrole.

Les niveaux des stocks par produit et par région ont été essentiellement établis en fonction d'un nombre constant de jours d'approvisionnements, en ce qui concerne toute la période visée par les prévisions. Ces dernières années, les raffineurs ont conservé des stocks moins importants, ce qui en a réduit les coûts d'exploitation et les fluctuations saisonnières. Les stocks de produits pétroliers ont été considérablement réduits en 1985 et nous ne nous attendons pas à ce qu'ils connaissent un autre ajustement de cette importance pendant la période d'étude.

Dans le scénario de prix bas, nos prévisions montrent que le total des besoins de charges d'alimentation des raffineries du Canada, qui était de 231 000 mètres cubes par jour en 1985, atteindra 250 000 mètres cubes par jour en 2005 - soit une augmentation de huit pour cent. Dans l'autre hypothèse, il est prévu que ces besoins demeureront voisins des niveaux de 1985.

Nos prévisions, en ce qui concerne la demande de pétrole brut, varient selon qu'il s'agit de l'Est ou de l'Ouest du Canada. Dans l'Est, nous nous attendons à ce que les entrées de brut se maintiennent à un niveau relativement constant de 150 000 à 160 000 mètres cubes par jour dans les deux hypothèses de prix, pendant toute la période à l'étude, et comme nous l'avons déjà noté, à ce que la demande croissante soit en partie satisfaite par les importations.

La capacité nominale de raffinage de l'Est du Canada (tableau 6-6) est supérieure à celle qui serait vraisemblablement disponible pour la fabrication de produits pétroliers. En Ontario, par exemple, la capacité technique de raffinage comprend environ 20 000 mètres cubes par jour dans l'industrie pétrochimique. Cette capacité a été constituée pour traiter le pétrole brut et ses équivalents afin de fabriquer des charges d'alimentation pétrochimiques. Les produits pétroliers sont un sous-produit de ce traitement et il ne serait pas normalement économiquement justifié d'accroître le débit des installations pétrochimiques pour répondre à la demande de combustibles. Du fait de cette capacité de raffinage limitée, nous prévoyons, comme nous l'avons déjà indiqué, qu'il sera nécessaire d'importer des produits pétroliers dans l'Est du Canada.

Dans l'Ouest du Canada, nous prévoyons que les entrées de brut, qui étaient de 79 000 mètres cubes par jour en 1985, atteindront 90 000 mètres cubes par jour dans l'hypothèse d'un prix faible, et 84 000 mètres cubes par jour, dans celle d'un prix fort, en 2005. L'essentiel de ces additions aux entrées de brut se fera probablement dans le complexe de raffinage d'Edmonton lorsque celui-ci étendra le rayon de pénétration de sa production en Colombie-Britannique.

Dans l'ensemble, les changements des besoins en matière de produits signifient que l'utilisation de la capacité de distillation, qui était d'environ 79 pour cent en 1984, atteindra environ 85 pour cent en 2005, capacité maximum qui peut être maintenue, à en juger par l'expérience. À long terme, nous nous attendons également à ce que les raffineries soient modifiées afin de répondre aux demandes entraînées par les changements de la qualité des produits pétroliers et par ceux des proportions de ces demandes.

Le tableau 6-7 illustre les incidences que les besoins en charges d'alimentation ont sur la demande globale de pétrole brut au Canada. Pour le moment, nos raffineries ne peuvent traiter qu'une quantité limitée de pétrole brut lourd; elles utilisent le pétrole brut léger pour satisfaire la plus grande partie de leurs besoins de charges d'alimentation. Il importe donc de déterminer séparément les besoins de nos raffineries en ce qui concerne ces qualités de pétrole brut (tableau 6-8).

Les besoins intérieurs en pétrole brut lourd produit au Canada sont les mêmes dans les deux hypothèses de prix, car la demande en matière de pétrole brut lourd canadien est essentiellement liée à l'asphalte dont la demande estimative, en diverses régions du Canada, ne varie pas sensiblement d'une hypothèse à l'autre. Les besoins en pétrole brut lourd canadien ont été établis en prenant comme ratio 2,48 mètres cubes de brut lourd pour un mètre cube d'asphalte. Ces prévisions tiennent également compte des 5 000 mètres cubes par jour environ de pétrole brut lourd canadien toujours nécessaires à la fabrication d'autres produits raffinés que l'asphalte.

Il est peu probale que, d'ici le début des années 1990, le pétrole brut canadien soit envoyé à l'est de l'Ontario, que les prix soient peu élevés ou non. Nous nous attendons donc à ce que, d'ici 1995, le marché québécois du pétrole brut lourd canadien ne soit plus disponible.

Nous prévoyons que la demande interne de pétrole brut lourd, qui était de 15 000 mètres cubes par jour en 1985, augmentera lentement et atteindra 19 000 mètres cubes par jour en 2005. Nous estimons qu'à la fin de la période d'étude, le pétrole brut lourd canadien ne représentera que huit pour cent de la consomma-

Tableau 6-8

Besoins en pétrole brut léger et lourd

(Milliers de mètres cubes par jour)

Scénario de prix bas

	1985	1990	1995	2000	2005
Besoins intérieurs en pétrole brut	222	228	232	237	242
Besoins en pétrole brut lourd canadien	15	18	17	18	19
Besoins intérieurs en pétrole brut léger	207	210	215	219	223

Scénario de prix élevé

	1985	1990	1995	2000	2005
Besoins intérieurs en pétrole brut	222	224	223	227	231
Besoins en pétrole brut lourd canadien	15	18	17	18	19
Besoins intérieurs en pétrole brut léger	207	206	206	209	212

Nota: Les chiffres de ce tableau ont été arrondis.
Source: Tableau A6-18 en annexe.

tion de pétrole brut des raffineries au Canada. La raison pour laquelle le pétrole brut lourd est peu demandé au Canada, à la différence des États-Unis, du Japon et de l'Europe, tient au fait qu'au cours de la période où les prix du pétrole ont été contrôlés au Canada du début des années 1970 au milieu des années 1980, les raffineurs canadiens n'étaient guère encouragés à améliorer leurs installations pour utiliser le pétrole brut lourd. Dans le reste du monde, les écarts entre le prix du pétrole brut lourd et léger ont favorisé les investissements destinés à améliorer les installations. Les raffineurs canadiens n'ont pas jugé nécessaire de faire de tels investissements; ils avaient directement accès à des quantités suffisantes de pétrole brut léger canadien et les écarts entre le prix du brut lourd et du brut léger ne justifiaient pas les projets de valorisation. Les écarts ont encore diminué depuis la baisse récente des prix du pétrole, si bien que l'amélioration des installations ne présente guère d'attrait, situation qui pourrait encore durer un certain temps.

6.9 Bilans de l'offre et de la demande

Le Canada produit actuellement à peu près autant de pétrole brut au total (léger et lourd) qu'il en consomme. Cependant, il n'y a pas d'équilibre entre la production et les besoins en charges d'alimentation des raffineries car les raffineurs canadiens utilisent surtout du pétrole brut léger pour satisfaire leur demande de produits pétroliers, mais une part croissante de la production consiste en pétrole brut lourd. Pour déterminer la part des besoins de charges d'alimentation qui peuvent être satisfaits par la production intérieure, des bilans distincts de l'offre et de la demande de pétrole brut léger et lourd sont nécessaires.

6.9.1 Pétrole brut léger

En ce qui concerne le pétrole brut léger, les approvisionnements intérieurs sont aujourd'hui à peu près égaux aux besoins intérieurs globaux. Les contraintes économiques des transports sont telles que c'est du pétrole brut importé qui satisfait la plupart des besoins des Provinces de l'Atlantique et environ la moitié de ceux du Québec, alors que l'Ouest du Canada en exporte. Bien que les producteurs et les raffineurs aient à la fois accès aux marchés intérieurs et étrangers de pétrole, nous avons supposé que le pétrole brut intérieur sera utilisé pour satisfaire en premier lieu la demande des raffineries dans les provinces des Prairies et en Colombie-Britannique puis, lorsqu'il y aura suffisamment de brut, la demande en Ontario et enfin au Québec. On suppose que les excédents ou les déficits des approvisionnements en pétrole brut intérieur seront compensés par des exportations ou des importations, selon le cas.

La figure 6-9 illustre le bilan de l'offre et de la demande de pétrole brut léger et de ses équivalents, et le tableau 6-9 présente nos estimations du commerce de brut léger dans le scénario de prix bas et celui

Tableau 6-9

Pétrole brut léger et équivalents
Bilan de l'offre et de la demande

(Milliers de mètres cubes par jour)

Scénario de prix bas

	1980	1985	1986	1990	1995	2000	2005
Approvisionnements intérieurs [a]	209	204	204	162	122	100	81
Importations[b]							
-Atlantique/Québec	69	43	48	48	71	72	73
-Ontario	0	0	0	0	22	47	69
Total des approvisionnements	278	247	252	210	215	219	223
Besoins intérieurs totaux	278	207	201	210	215	219	223
Approvisionnements excédentaires (Exportations potentielles)	0	40	51	0	0	0	0

Scénario de prix élevé

	1980	1985	1986	1990	1995	2000	2005
Approvisionnements intérieurs [a]	209	204	205	165	132	150	128
Importations[b]							
-Atlantique/Québec	69	43	47	48	65	52	52
-Ontario	0	0	0	0	9	7	32
Total des approvisionnements	278	247	252	213	206	209	212
Besoins intérieurs totaux	278	207	199	206	206	209	212
Approvisionnements excédentaires (Exportations potentielles)	0	40	53	7	0	0	0

Nota: Les chiffres de ce tableau on été arrondis.
[a] Les approvisionnements intérieurs de comprennent pas les besoins en diluants mais comprennent le pétrole brut lourd valorisé.
[b] Dans cette analyse, il a été supposé que toutes les importations n'étaient composées que de pétrole brut léger quoique certaines importations peuvent être composées de pétrole brut lourd.

Source: Tableaux A6-14 et A6-17 en annexe.

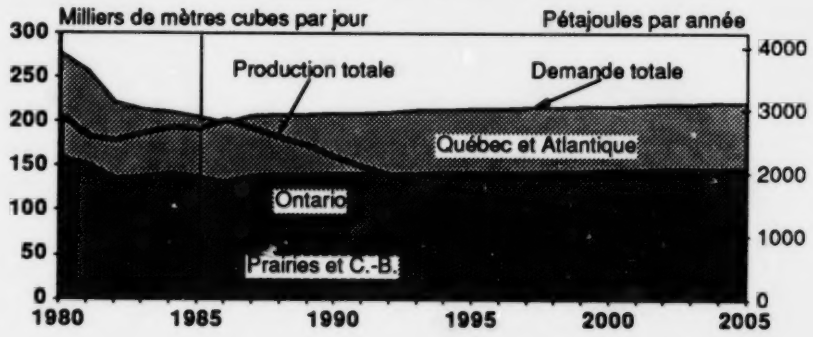
de prix élevé, respectivement. Notre estimation des approvisionnements en brut léger inclut la production de pétrole synthétique et la production projetée des usines régionales de valorisation qui traitent du brut lourd et du bitume.

En partant d'une stabilisation à long terme des prix à 18 $US le baril (notre scénario de prix bas), nous estimons que l'offre de pétrole brut léger au Canada connaîtra une baisse très prononcée pendant la période couverte par cette étude. Elle tombera de 204 000 mètres cubes par jour en 1985 à environ 81 000 mètres cubes par jour en 2005. Dans le scénario de prix élevé où les prix atteindront 27 $ US le baril dans les années 1990, nous projetons que l'offre de brut léger diminuera également, mais de manière moins spectaculaire, pour atteindre environ 128 000 mètres cubes par jour en 2005.

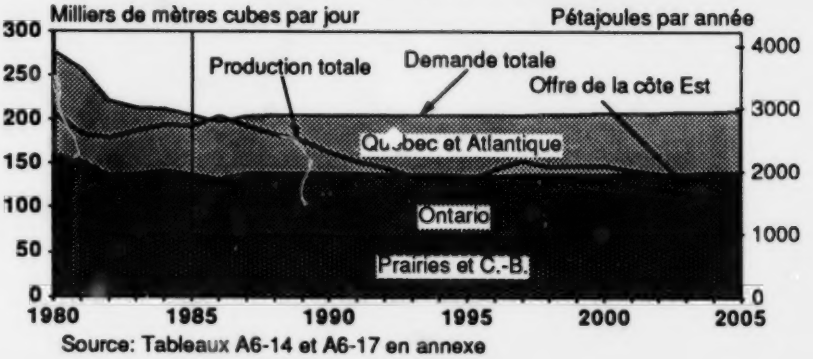
Nous tenons toutefois à faire remarquer que, dans le scénario de prix élevé, cette conclusion peut être trop modeste. La production d'une quantité accrue de pétrole brut léger synthétique à partir d'installations minières pourrait être viable à 27 $ US, et une plus grande capacité de valorisation que celle que nous supposons pourrait être installée pour transformer en brut léger le bitume récupéré sur place.

La figure 6-9 et le tableau 6-9 montrent qu'au total, la demande de pétrole brut léger est constamment supérieure à l'offre intérieure. Les quantités disponibles pour l'exportation connaissent une baisse correspondante. Du fait de la diminution des approvisionnements en pétrole brut léger, il est probable que la livraison de brut léger canadien aux raffineries de Montréal prendra fin et que les raffineurs de l'Ontario seront obligés d'importer du brut

Figure 6-9
Offre et demande - pétrole brut léger
Scénario de prix bas



Scénario de prix élevé



Source: Tableaux A6-14 et A6-17 en annexe

pour satisfaire au moins une partie de leurs besoins au cours des années 1990, quel que soit le scénario de prix. Les importations devraient donc augmenter de 43 000 mètres cubes par jour en 1985 à environ 142 000 mètres cubes par jour et à 84 000 mètres cubes par jour en 2005 dans le scénario de prix bas et celui de prix élevé, respectivement. Ces quantités représentent respectivement 64 et 40 pour cent des besoins canadiens globaux estimatifs de pétrole brut léger et de ses équivalents en 2005.

Les circonstances entourant les importations de pétrole brut ont radicalement changé au cours des années. A partir du début des années 1960, le pétrole importé a été progressivement remplacé par du pétrole de l'Ouest du Canada et, en 1982, les raffineries du Québec et des Provinces de l'Atlantique utilisaient du brut intérieur pour satisfaire une part importante de leurs besoins. Cette utilisation accrue du pétrole brut intérieur par les raffineries canadiennes a constamment été encouragée par les politiques gouvernementales et en 1982, le gouvernement fédéral a commencé à subventionner le transport de pétrole brut de l'Ouest du Canada à la région de l'Atlantique. Cependant, l'adoption de l'Accord de l'Ouest, le 1er juin 1985, a mis fin à cette subvention. C'est donc de nouveau le brut étranger qui a été utilisé pour répondre à pratiquement tous les besoins de charges d'alimentation du Canada atlantique.

Le marché du Québec est maintenant alimenté par du pétrole brut de sources étrangères et intérieures. Pour être commercialisable à Montréal, le pétrole de l'Ouest du Canada doit être compétitif avec le brut d'outre-mer. À l'avenir, le Québec utilisera de plus en plus les charges d'alimentation d'outre-mer.

Bien que, pour cette étude, nous ayons supposé que le brut canadien sera utilisé en priorité pour satisfaire la demande canadienne, dans la pratique, dans un marché déréglementé, les producteurs de pétrole brut préféreront peut-être exporter leur produit plutôt que de le vendre au Canada.

Nous supposons qu'il y aura suffisamment de pétrole brut d'origine étrangère pour satisfaire la demande canadienne en matière d'importations. S'il n'y en avait pas suffisamment, on peut s'attendre à ce que l'écart de prix entre le brut léger et le brut lourd se creuse, ce qui incitera peut-être les raffineurs canadiens à consentir les investissements nécessaires pour utiliser plus de pétrole brut lourd. Il est également possible que l'on en vienne à produire davantage de pétrole brut léger à partir de la valorisation du bitume.

6.9.2 Pétrole brut lourd

La forte croissance de la production de pétrole brut lourd, ces dernières années, a entraîné une augmentation importante des exportations vers les marchés américains. Elles ont plus que doublé depuis 1975 à 1981, période où elles étaient infé-

rieures à 20 000 mètres cubes par jour. La figure 6-10 illustre les principaux endroits, dans la partie nord des États-Unis, vers lesquels le brut lourd canadien est exporté.

Le saut en avant des volumes d'exportation est attribuable à la capacité accrue des raffineurs des États-Unis à traiter de plus grandes quantités de pétrole brut lourd et à la disponibilité accrue de ce produit au Canada du fait des prix élevés qui prévalent depuis 1979.

Les marchés de la partie nord des États-Unis continueront à être les principaux utilisateurs de pétrole brut lourd canadien. Ils reçoivent actuellement environ 50 000 mètres cubes par jour de brut lourd canadien et ont un potentiel d'importation de 80 000 mètres cubes par jour. Pour que ce niveau puisse être atteint, il faudra que le prix du brut canadien continue à être compétitif avec celui de charges d'alimentation accessibles similaires, qu'il s'agisse de pétrole brut américain ou étranger, et que la capacité de nos pipelines au Canada soit disponible.

Dans le scénario de prix élevé, nous prévoyons que le pétrole brut lourd intérieur, disponible pour les exportations, dépasse la capacité actuelle

Figure 6-10

Exportations de pétrole brut lourd par marché
1er semestre de 1986

(Milliers de mètres cubes par jour)

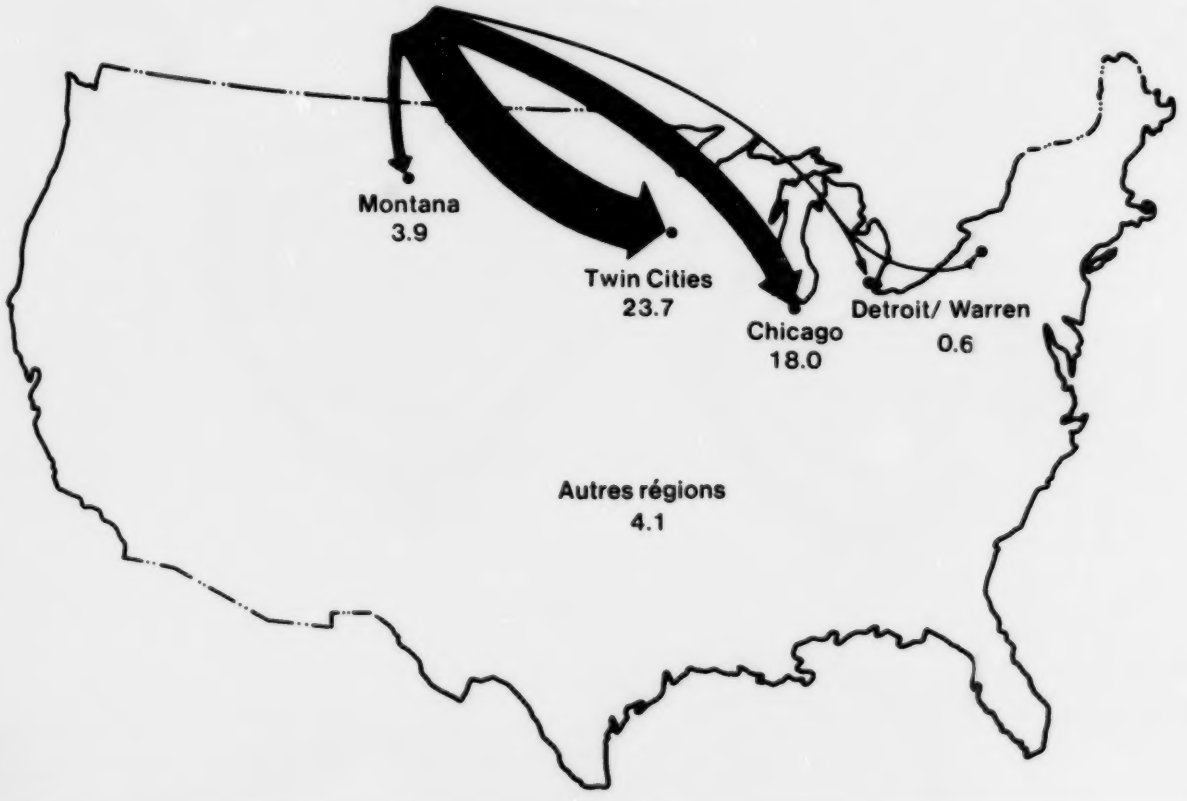


Tableau 6-10

Pétrole brut lourd
Bilan de l'offre et de la demande

(Milliers de mètres cubes par jour)

Scénario de prix bas

	1985	1986	1990	1995	2000	2005
Approvisionnements intérieurs [a]	55	64	50	47	43	41
Besoins intérieurs	15	16	18	17	18	19
Approvisionnements excédentaires (Exportations potentielles)	40	48	32	30	25	22

Scénario de prix élevé

	1985	1986	1990	1995	2000	2005
Approvisionnements intérieurs [a]	55	65	73	94	94	114
Besoins intérieurs	15	16	18	17	18	19
Approvisionnements excédentaires (Exportations potentielles)	40	49	55	77	76	95

Nota: Les chiffres de ce tableau ont été arrondis.
[a] Les approvisionnements intérieurs incluent les diluants mais non le pétrole brut lourd utilisé dans les usines de valorisation régionales.

Source: Tableau A6-18 en annexe.

d'absorption du marché du Nord des États-Unis au cours de la dernière partie de la période d'étude. Des volumes additionnels pourraient cependant être utilisés par les installations de raffinage dans la région de Wood River (Illinois), qui ont une capacité d'utilisation de brut lourd d'environ 15 000 mètres cubes par jour. Dans la région d'Anacortes (Washington), il existe également quelques possibilités de vente de pétroles bruts lourds du type Cold Lake, seul brut lourd qui ait accès au pipeline de Trans Mountain. Cependant, sur ce marché, le prix du pétrole brut canadien doit être soumis à un fort abattement pour pouvoir concourir avec le pétrole de l'Alaskan North Slope, qui ne peut être exporté des États-Unis et représente donc une concurrence formidable.

Au-delà des marchés accessibles par pipeline, certains pays riverains du Pacifique, en particulier le Japon et la Corée du Sud, pourraient constituer un débouché pour les bruts du type Cold Lake, si les prix étaient compétitifs. La côte américaine du golfe du Mexique est également un marché possible. De petites quantités de brut lourd ont été exportées avec succès à destination de l'Extrême-Orient et de la côte américaine du Golfe au cours de l'année écoulée, démontrant ainsi la capacité des systèmes de transport. Le pétrole brut lourd canadien sera, cependant, désavantagé, à cause des coûts élevés de transport et de la très forte concurrence qui règne sur ces marchés.

Le tableau 6-10 résume nos projections de l'offre et de la demande de pétrole brut lourd. Dans le scénario de prix bas nous estimons que les approvisionnements en brut lourd diminueront pour passer de 55 000 mètres cubes par jour en 1985 à environ 41 000 mètres cubes par jour en 2005.

Le tableau 6-10 montre que, dans le scénario de prix bas, il y a une offre excédentaire projetée (exportations potentielles) de pétrole brut lourd pendant toute la période à l'étude mais que cette excédent passe de 40 000 mètres cubes par jour en 1985 à 22 000 mètres cubes par jour en 2005. Dans ce scénario, la commercialisation du brut lourd canadien ne nous paraît présenter aucune difficulté car les marchés existants devraient être capables d'absorber les volumes projetés.

Dans le scénario de prix élevé les approvisionnements en pétrole brut lourd augmentent de 55 000 mètres cubes par jour en 1985 à 114 000 mètres cubes par jour en 2005. Cette projection des approvisionnements est nette du brut lourd requis comme charges d'alimentation des installations de valorisation.

Comme dans le scénario de prix bas, le tableau 6-10 indique que pendant toute la période des prévisions, il continuera à y avoir une offre excédentaire de pétrole brut lourd qui sera disponible pour l'exportation. Dans le scénario de prix élevé, cet excédent augmente de 40 000 mètres cubes par jour en 1985 à 95 000 mètres cubes par jour en 2005. A partir du milieu des

années 1990, nous estimons que cet excédent sera à peu près égal à la capacité d'absorption de brut lourd canadien par le marché des régions nord des États-Unis. Donc, en 2005, il faudra de nouveaux marchés d'exportation ou une augmentation de la capacité de traitement du brut lourd au Canada si le potentiel de production doit être réalisé. Cette capacité accrue pourrait se présenter sous forme soit d'une plus grande utilisation par les raffineries ou par une plus grande capacité de valorisation que celles que nous supposons.

6.10 Observations finales - Incidences sur les oléoducs

Nous concluons ce chapitre par une brève description des principaux réseaux de pipeline de transport de brut au Canada, suivie par un examen de l'effet que nos bilans projetés de l'offre et de la demande de pétrole brut pourraient avoir sur leur fonctionnement.

Trans Mountain Pipe Line Company Limited et Pipeline Interprovincial Limitée exploitent les deux principaux réseaux de pipeline qui acheminent le brut canadien aux marchés intérieurs et extérieurs. En outre, le Portland-Montreal pipeline joue un rôle important dans la satisfaction des besoins en pétrole brut d'outre-mer des raffineries de Montréal. Les emplacements de ces pipelines sont illustrés à la figure 6-11.

Trans Mountain exploite un pipeline qui achemine le pétrole brut et les produits du pétrole raffinés de points d'arrivage en Alberta et en Colombie-Britannique à des emplacements de livraison en Colombie-Britannique, principalement les quatre raffineries qui se trouvent dans la région de Vancouver. Le terminal maritime Westridge à Vancouver a été utilisé de temps à autre pour exporter du brut canadien à destination de marchés d'outre-mer ou, en cas de besoin, pour expédier du brut aux raffineries de l'Est du Canada. Trans Mountain exploite également une canalisation de raccordement entre Sumas (C.-B.) et Anacortes (Washington) où se trouvent quatre raffineries. Bien que ces raffineurs américains consomment presqu'exclusivement du brut de l'Alaskan North Slope, ils acceptent volontiers du brut canadien lorsque son prix est concurrentiel. Bien que le pipeline de Trans Mountain soit surtout utilisé pour transporter du brut d'Edmonton à Vancouver, des envois réguliers de produits du pétrole raffinés (essence et diesel) d'Edmonton à Kamloops (C.-B.) ont commencé en 1985.

En 1985, Trans Mountain a transporté en moyenne 25 000 mètres cubes par jour de pétrole brut et de produits, sur lesquels 21 000 mètres cubes par jour étaient destinés à des marchés intérieurs et 4 000 mètres cubes par jour étaient exportés à diverses destinations dans l'État de Washington ou étaient livrés par pétroliers à des marchés d'outre-mer. La capacité soutenable de Trans Mountain est d'environ 30 000 mètres cubes par jour.

Dans les deux scénarios de prix nous nous attendons à ce que Trans Mountain continue à envoyer du pétrole brut léger intérieur à Vancouver afin de satisfaire les besoins de brut qui y existent. Nous nous attendons à ce que le mouvement des produits pétroliers par le pipeline de Trans Mountain, qui a commencé en 1985, se poursuive et augmente dans les prochaines années. Bien que dans les deux scénarios de prix on prévoie que des exportations potentielles de brut léger continuent à exister pendant les prochaines années, nous ne pensons pas que Trans Mountain achemine des volumes importants à des marchés d'exportation compte tenu de l'abattement de prix qui doit en général être consenti pour que le pétrole brut canadien puisse faire concurrence au brut de l'Alaskan North Slope.

Interprovincial exploite le réseau de pipelines de transport de brut le plus étendu et le plus important du Canada. Ce réseau s'étend en effet sur plus de 3 700 kilomètres de Edmonton (Alberta) à Montréal (Québec). Il lui arrive, en tout temps, de transporter 35 qualités différentes de pétrole, y compris des produits du pétrole raffinés, des liquides du gaz naturel et des pétroles bruts légers et lourds, pour un nombre à peu près équivalent d'expéditeurs.

Interprovincial transporte ces produits vers des destinations très diverses: provinces des Prairies; centres de raffinage de Sarnia, de Toronto et de Nanticoke (Ontario); Montréal (Québec); région de Minneapolis-Saint-Paul au Minnesota; Superior (Wisconsin); région de Chicago de l'Illinois et de l'Indiana; Détroit (Michigan); Toledo et Canton (Ohio); et région de Buffalo (New York).

En 1985, le débit de ce réseau a été en moyenne de 208 000 mètres cubes par jour, avec des livraisons de 142 000 et 66 000 mètres cubes par jour à des destinations au Canada et à l'exportation, respectivement. Depuis la fin de 1984, cette société n'a en général pas eu une capacité suffisante pour transporter tous les volumes offerts par les expéditeurs. Pour remédier à cette insuffisance de capacité, la société a entrepris un important programme d'expansion en trois étapes qui, lorsqu'il sera terminé à la fin de 1987, ajoutera environ 40 000 mètres

Figure 6 - 11

Principaux oléoducs

cubes par jour de capacité au réseau.

Le principal problème du réseau de pipelines d'Interprovincial, ces dernières années, a été une capacité insuffisante pour transporter les volumes proposés. D'après l'estimation de l'offre dans les deux scénarios de prix, il est peu probable que ce manque de capacité constitue un problème à l'avenir car les approvisionnements en pétrole brut léger diminuent à un point tel qu'au début des années 1990, les livraisons de brut à Montréal devraient cesser, comme le montre la figure 6-9.

Un des principaux problèmes pourrait consister à trouver le moyen de livrer le brut importé en Ontario. Dans les deux scénarios de prix, on prévoit qu'il faudra accroître les importations de pétrole brut pour satisfaire les besoins de l'Ontario (tableau 6-10). Il serait possible d'importer du brut en Ontario en augmentant le débit du réseau Portland-Montréal (examiné ci-dessous) combiné avec le renversement de l'écoulement dans l'oléoduc Sarnia-Montréal de la société Interprovincial. On pourrait également transporter du brut étranger en utilisant le réseau de pipeline américain reliant le port Louisiana Offshore Oil Port (LOOP), dans le Golfe du Mexique, et Chicago (au moyen des pipelines de Capline et de Chicap) pour le rendre jusqu'en Ontario à l'aide du tronçon Lakehead du réseau d'Interprovincial.

Le pipeline Portland-Montréal transporte du pétrole brut de South Portland (Maine) à Montréal sur une distance de 380 kilomètres et est la principale source de livraison de brut étranger aux raffineurs montréalais. La capacité actuelle de ce pipeline et des deux raffineries existant encore à Montréal sont pratiquement les mêmes et se situent à 30 000 mètres cubes par jour. Ces dernières années, ce pipeline a fonctionné en-deçà de sa capacité car la majorité des besoins des raffineries de Montréal ont été satisfaits grâce au pétrole brut canadien livré par Interprovincial.

Dans les deux scénarios de prix, le pipeline Portland-Montréal jouera un rôle de plus en plus important dans l'approvisionnement en brut des raffineurs de Montréal. Au fur et à mesure que la capacité de production intérieure de pétrole brut déclinera, les livraisons de pétrole brut à Montréal diminueront et les importations par le pipeline Portland-Montréal augmenteront probablement. Dans la mesure où les raffineurs de l'Ontario importent du brut en utilisant un renversement de l'écoulement du pipeline Sarnia-Montréal, le réseau Portland-Montréal aura besoin d'une capacité supplémentaire. Les livraisons à Montréal pourraient être augmentées à environ 60 000 mètres cubes par jour grâce au raccordement à nouveau de pompes sur le plus gros des deux pipelines du réseau pour faciliter les importations en Ontario.

Chapitre 7
Liquides du gaz naturel

Les liquides du gaz naturel (LGN), qui comprennent l'éthane, le propane, les butanes et les pentanes plus, sont des sous-produits du traitement du gaz naturel et du raffinage du pétrole brut. Les approvisionnements en LGN provenant du gaz naturel dépendent de la conception de l'usine de traitement du gaz, de la composition de ce gaz et du volume traité. Les approvisionnements de LGN provenant du raffinage du pétrole brut sont fonction de la configuration de la raffinerie, de la qualité du brut et du volume de brut raffiné.

Ces facteurs sont examinés dans ce chapitre par rapport aux approvisionnements provenant des usines de gaz naturel, des usines de retraitement du gaz (usines de chevauchement) sur des principaux gazoducs, des raffineries, des usines de pétrole brut synthétique et de valorisation, et des régions pionnières. En outre, nous présentons individuellement les bilans de l'offre et de la demande quant à l'éthane, au propane et aux butanes. Le bilan de l'offre et de la demande de pentanes plus fait partie du bilan global de l'offre et de la demande de pétrole brut léger et est examiné au chapitre 6.

L'historique de la production de LGN est présenté au tableau A7-1 en annexe et les prévisions de production, au tableau A7-2 en annexe.

7.1 Usines de gaz naturel

Les scénarios de prix bas et de prix élevé relatifs aux LGN produits grâce aux usines de traitement et de retraitement du gaz naturel dans les régions traditionnelles, sont fondés sur les projections respectives de la production de gaz naturel et sur des hypothèses concernant le rendement en LGN (récupération de LGN par unité de production de gaz naturel).

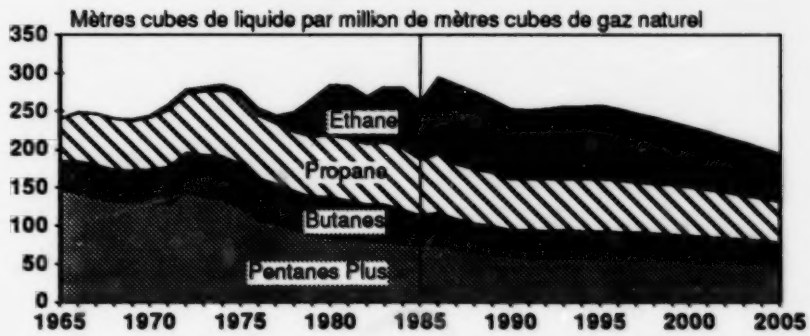
Dans les années 1960, les rendements de propane, de butanes et de pentanes plus ont augmenté parallèlement à l'accroissement de la production et du traitement du gaz en solution et à la mise en oeuvre d'importants programmes de recyclage de gaz; ces deux sources étaient riches en LGN. Cependant, au milieu des années 1970, les rendements de ces liquides, et tout particulièrement des pentanes plus, ont commencé à baisser à cause de la diminution de leur présence dans le gaz proprement dit.

La production de gaz en solution et de gaz fourni par des méthodes de recyclage devrait continuer à diminuer à l'avenir et du gaz plus sec non associé devrait constituer une part croissante de la production de gaz naturel. Nous prévoyons donc que la tendance à la diminution des rendements de ces liquides se maintiendra pendant toute la période de prévision. Nous présentons les rendements historiques et projetés de chaque composante de LGN à la figure 7-1. Celle-ci illustre les rendements dans le scénario de prix bas du pétrole mais les chiffres sont très voisins dans l'autre scénario.

Bien que les rendements de propane, de butanes et de pentanes plus eussent déjà commencé à diminuer à la fin des années 1970, l'extraction d'éthane n'en était encore qu'à ses débuts. Le rendement d'éthane a continué à augmenter au fur et à mesure que l'on a ajouté et agrandi les installations d'extraction aux usines de recyclage, et plus récemment, à la suite de l'ajout d'installations d'extraction aux usines de traitement du gaz pour satisfaire la demande de liquides utilisés dans la récupération assistée de pétrole. Bien que les futurs types de gaz contiennent peut-être un peu moins d'éthane que dans le passé, l'accroissement du débit des usines d'extraction d'éthane au cours de ces prochaines années pourrait accroître le rendement en éthane. A long terme, la diminution du débit de ces usines réduira le rendement.

La production de LGN des usines de gaz naturel est directement liée au volume de gaz produit et traité. Comme nos prévisions de la production de gaz naturel ne tiennent pas compte d'exportations possibles autres que celles qui sont actuellement autorisées, la production de gaz naturel et de liquides con-

Figure 7-1
Rendements en LGN
Scénario de prix bas



nexes culmine en 1989. Dans le scénario de prix élevé, si la production de gaz naturel était plus proche de la capacité de production, celle de LGN serait d'autant plus élevée.

Comme le montrent les figures 7-2, 7-4 et 7-6, dans le scénario de prix bas, la production de LGN décline après 1989 suivant en cela la production de gaz naturel. Dans le scénario de prix élevé, la production de LGN diminue entre 1990 et l'an 2000 comme le font les exportations actuellement autorisées, après quoi, l'augmentation de la production de gaz naturel destiné à satisfaire la demande intérieure entraîne une augmentation correspondante de la production de LGN jusqu'en 2003. Après cette date, comme la production de gaz naturel baisse à nouveau parce qu'elle ne peut plus satisfaire la demande, celle de LGN diminue aussi.

Les différences de profil de la production de LGN entre les deux scénarios de prix deviennent très marquées d'ici 2005 (tableau 7-1). Ceci est la conséquence directe de la différence existant entre les projections de l'offre de gaz naturel; la production de gaz est d'environ 50 pour cent plus importante en 2005 dans le scénario de prix élevé que dans l'autre scénario.

Les tableaux A7-3 à A7-6 en annexe présentent des projections détaillées de la production de chaque liquide du gaz naturel dans le scénario de prix bas, et des sommaires, dans le scénario de prix élevé.

La plupart des gisements de gaz productifs sont pleinement mis en valeur et sont en déclin, si bien que la différence de prix entre nos deux scénarios n'a pratiquement aucun effet sur les éléments économiques de la production. Les projections concernant la production des usines existantes et des gisements productifs sont supposées être les mêmes dans les deux scénarios de prix. Les prévisions relatives à la production des usines de chevauchement et à celle des réserves non engagées et des additions aux réserves sont différentes dans les deux scénarios car elles reflètent les différences de production de gaz naturel.

7.2 Raffineries de pétrole

Nos projections de l'offre de propane et de butanes des raffineries se fondent sur les projections des besoins en charges d'alimentation de pétrole brut examinées au chapitre 6, dans les deux scénarios de prix. Bien que nous reconnaissions que, pendant toute la période couverte par ces prévisions, la qualité du pétrole brut raffiné au Canada puisse changer, et qu'il sera peut-être nécessaire de modifier les configurations des raffineries pour répondre à l'évolution de la demande de produits, nos projections ne tiennent aucun compte de ces changements. La production de LGN par unité de débit de pétrole brut est supposée demeurer à peu près la même, dans chaque région, pendant toute la période couverte par les prévisions.

Comme le montre le tableau 7-1, la production de propane et de butanes des raffineries n'augmentera que modérément au cours de la période à l'étude, dans l'un et l'autre scénarios de prix. Dans celui d'un prix bas, la production augmente de 10 pour cent entre 1985 et 2005, et de quatre pour cent, dans l'autre

Tableau 7-1

Approvisionnement en liquides de gaz naturel

(Milliers de mètres cubes par jour)

	1985	1995		2005	
		Scénario de prix bas	élevé	Scénario de prix bas	élevé
Usines de traitement du gaz					
Éthane	17,5	23,6	22,4	8,6	13,6
Propane	16,9	16,6	15,4	7,5	12,3
Butanes	9,7	9,1	8,4	4,3	6,9
Pentanes Plus	17,2	14,0	13,1	6,8	10,8
Raffineries					
Éthane	–	–	–	–	–
Propane	3,0	3,2	3,0	3,3	3,1
Butanes	2,2	2,3	2,2	2,4	2,3
Pentanes Plus	–	–	–	–	–
Total					
Éthane	17,5	23,6	22,4	8,6	13,6
Propane	19,9	19,8	18,4	10,8	15,4
Butanes	11,9	11,4	10,6	6,7	9,2
Pentanes Plus	17,2	14,0	13,1	6,8	10,8

Nota: Les chiffres de ce tableau ont été arrondis.
Source: Tableau A7-2 en annexe.

scénario, du fait de la demande plus élevée de charges d'alimentation des raffineries dans le premier cas.

Les tableaux A7-7 et A7-8 en annexe présentent les projections de l'offre de propane et de butanes des raffineries par région, respectivement en fonction du scénario de prix bas et de celui de prix élevé.

7.3 Usines de pétrole brut synthétique et de valorisation

Nos prévisions de l'offre ne comprennent aucune production de LGN provenant d'usines de pétrole brut synthétique ou d'usines de valorisation de pétrole brut lourd. D'après les indications actuelles, la récupération du LGN des gaz produits et utilisés comme combustibles n'offrirait pratiquement aucun avantage économique.

7.4 Régions pionnières

Comme c'est le cas de l'offre de gaz dans l'Ouest du Canada, le contenu en liquides du gaz des diverses sources des régions pionnières varie considérablement. Le gaz de l'archipel Arctique, par exemple, est très sec, alors que le gaz du plateau continental Scotian et certains types de gaz du delta du Mackenzie et de la Mer de Beaufort en contiennent une quantité appréciable. Si le gaz des régions pionnières vient à passer par l'Alberta, il est probable qu'il sera débarrassé de ses liquides dans l'une des usines de chevauchement de cette province.

Les activités dans les régions pionnières ne sont pas considérées comme une source garantie d'approvisionnement, que les prix soient bas ou élevés, et nous ne prévoyons donc pas de production de LGN à partir de ces régions.

Figure 7-2
Offre et demande d'éthane
Scénario de prix bas

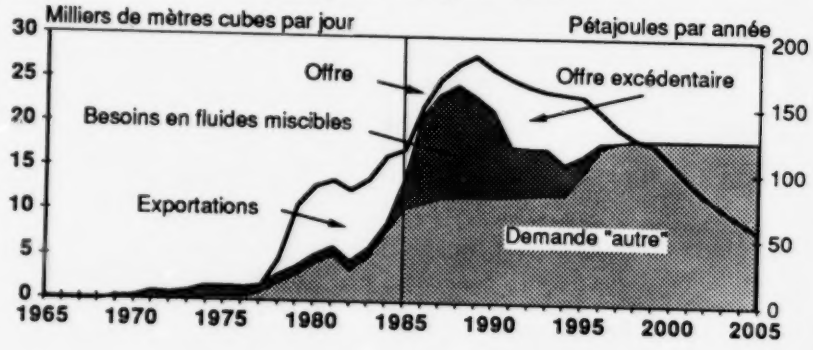
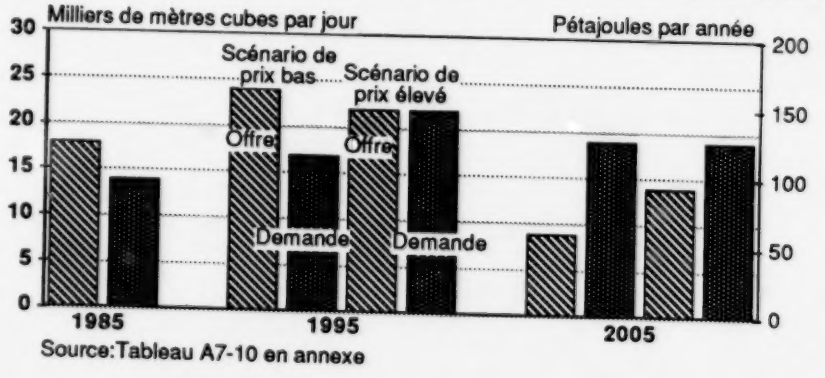
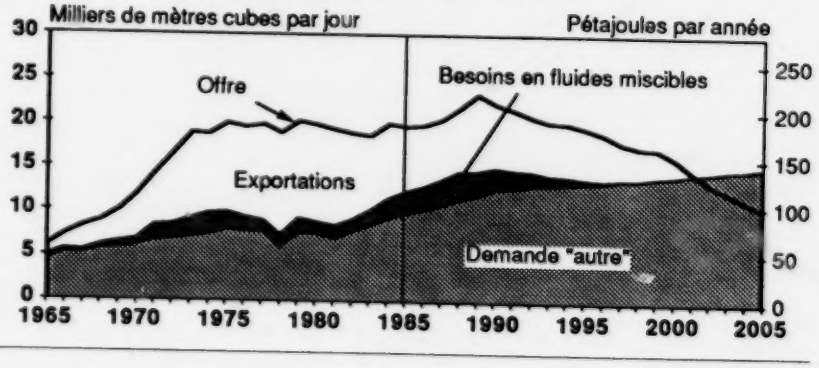


Figure 7-3
Offre et demande d'éthane
Comparaison des scénarios de prix bas et de prix élevé



Source: Tableau A7-10 en annexe

Figure 7-4
Offre et demande de propane
Scénario de prix bas



7.5 Bilans de l'offre et de la demande

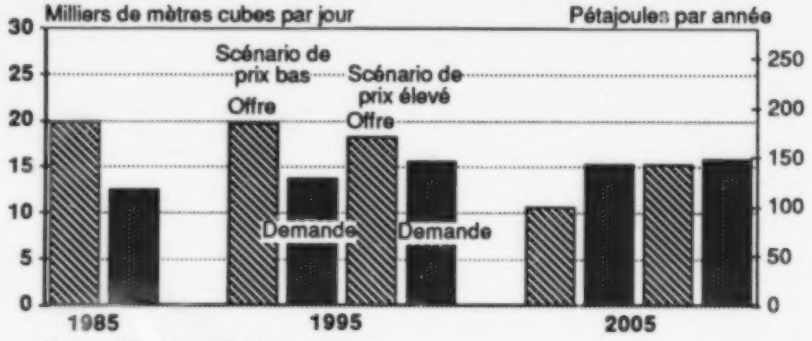
Les tableaux A7-10 à A7-12 en annexe présentent les bilans annuels de l'offre et de la demande en ce qui concerne l'éthane, le propane et les butanes.

Depuis le milieu des années 1970, la production de LGN est sensiblement supérieure aux besoins intérieurs et a été exportée en quantités importantes. Nos prévisions (figures 7-2 à 7-7) indiquent que les quantités de propane et de butanes disponibles pour l'exportation demeureront appréciables mais diminueront pendant une grande partie, sinon la totalité, de la période étudiée.

Dans le scénario de prix bas, (figure 7-2), les augmentations à court terme de la production d'éthane devraient être suffisantes pour répondre à une hausse très marquée de la demande de fluides miscibles, l'éthane etant le liquide favorisé pour la récupération assistée du pétrole dans la plupart des réservoirs. Nous prévoyons que les besoins en éthane dans le cas des injections de fluides miscibles (déduction faite des quantités reconstituées) augmenteront à court terme mais tomberont à néant d'ici 1997 dans le scénario de prix bas, et d'ici 2001, dans l'autre scénario. L'éthane constitue actuellement environ 45 pour cent des volumes de LGN utilisés dans les injections de fluides miscibles; ce pourcentage devrait atteindre 70 pour cent d'ici 1990. Ces besoins sont fondés sur les projets existants de récupération assistée du pétrole par fluides miscibles et sur nos projections des additions aux réserves présentées au tableau A6-6 en annexe. Les besoins en éthane sont plus élevés dans le scénario de prix élevé à cause de la de-

Figure 7-5

Offre et demande de propane
Comparaison des scénarios de prix bas et de prix élevé



Source: Tableau A7-11 en annexe

Figure 7-6

Offre et demande de butanes
Scénario de prix bas

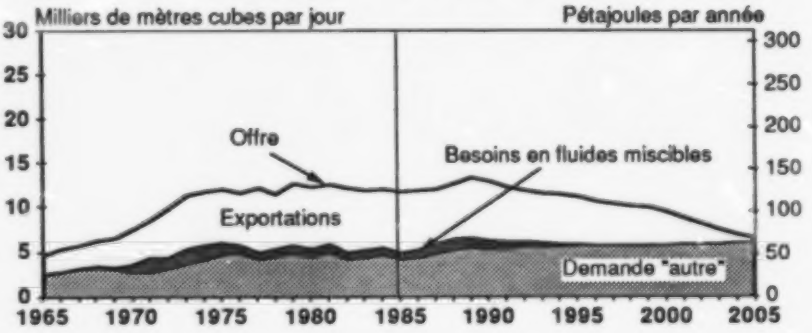
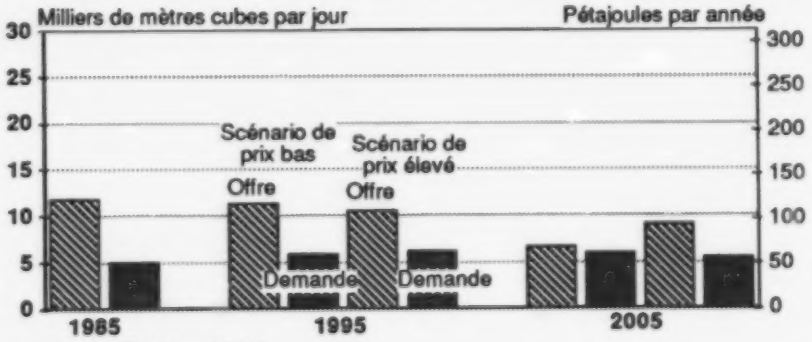


Figure 7-7

Offre et demande de butanes
Comparaison des scénarios de prix bas et de prix élevé



Source:Tableau A7-12 en annexe

mande plus importante d'utilisation de ce gaz pour les injections de fluides miscibles au cours de la période 1985 à 1990.

À long terme, la demande en matière d'éthane est dominée par les besoins de l'industrie pétrochimique. Dans le scénario de prix élevé (voir la figure 7-3), on constate qu'en 1995, il y aura équilibre entre l'offre et la demande, alors que dans le scénario de prix bas, l'offre dépasse la demande, à cause de la moindre demande de fluides miscibles. On prévoit que la demande dépassera l'offre en 1999, dans le scénario de prix bas, et en 1996, dans l'autre.

Bien que des excédents d'éthane apparaissent certaines années, il est peu probable qu'ils soient exportés à l'avenir à cause de la fermeture de l'usine de gaz naturel synthétique de Columbia SNG Corporation à Green Springs (Ohio), seul acheteur jusqu'à présent d'éthane exporté. Toute production excédentaire sera probablement réinjectée dans le gaz proprement dit et vendue comme gaz naturel.

Dans le scénario de prix bas, on prévoit que la demande de propane (voir la figure 7-4) augmentera dans tous les secteurs, mais en particulier dans les secteurs pétrochimique, résidentiel et commercial. La demande pétrochimique, qui était de 1,7 mille mètres cubes par jour en 1985, devrait atteindre 3,9 mille mètres cubes en 2005, et la demande des secteurs résidentiel et commercial devrait augmenter de 5,4 à 7,3 mille mètres cubes par jour au cours de la même période. Les besoins en propane pour les injections de liquides miscibles (déduction faite des quantités reconstituées) augmentent à court terme, mais disparaissent avec la baisse des besoins de récupération assistée de pétrole. On prévoit que la proportion de propane utilisé dans les injections miscibles, qui était de 33 pour cent en 1985, aura diminué de moitié en 1990. La demande intérieure totale est inférieure à l'offre jusqu'en 2002.

Dans le scénario de prix élevé, la demande augmente légèrement à cause de la plus grande utilisation du propane dans le domaine des transports (figure 7-5). La demande de propane pour les injections de fluides miscibles est plus élevée que dans le scénario de prix bas à cause des additions plus importantes aux réserves de pétrole brut attribuées aux injections de fluides miscibles.

On prévoit que, dans le secteur pétrochimique, la demande de butanes, qui était de 1,1 mille mètres cubes par jour en 1985, atteindra 2,5 mille mètres cubes par jour d'ici 2005, dans les deux scénarios de prix. La demande de butanes dans la catégorie intitulée "autres" à la figure 7-6 comprend les butanes utilisés dans les charges d'alimentation des raffineries (mélange pour essence) et ceux pour utilisation finale. Dans le scénario de prix bas, la demande de butanes utilisés dans les mélanges, qui était de 2,9 mille mètres cubes par jour en 1985, atteint 3,4 mille mètres cubes par jour à la fin de la période couverte par les prévisions; dans l'autre scénario, elle demeure pratiquement constante pendant toute cette période. Les différences entre les deux scénarios (figure 7-7), s'expliquent par le fait que l'on prévoit une quantité demandée d'essence moindre dans le scénario de prix élevé. On prévoit que la quantité demandée de butanes comme fluide miscible augmentera modérément à court terme et, comme c'est le cas des autres liquides du gaz, qu'elle diminuera jusqu'a néant en 1997 dans le scénario de prix bas, et en 2001 dans l'autre. Les butanes utilisés pour les injections de liquides miscibles sont supposés être presque entièrement incorporés aux mélanges de LGN au lieu d'être utilisés seuls. On prévoit que l'offre de butanes dépassera la demande dans l'un et l'autre scénarios de prix pendant toute la période visée par les perspectives.

Chapitre 8
Charbon

Dans ce chapitre, nous étudions dans quelle mesure le charbon contribuera à l'offre et à la demande d'énergie au Canada. Nous commençons par une description des divers types de charbon et de leur utilisation, suivie par des sections consacrées aux ressources et aux réserves, à la production, aux importations et aux exportations, et finalement, aux bilans de l'offre et de la demande.

La classification du charbon est établie en fonction de son contenu en carbone et de sa valeur calorifique. Les différentes catégories, classées par capacité calorifique croissante, sont la lignite, le charbon subbitumineux, bitumineux, et l'anthracite. Actuellement, la lignite et le charbon subbitumineux sont surtout utilisés pour fournir de l'énergie thermique, mais certains dépôts conviendraient également comme charges d'alimentation des usines de gazéification ou de liquéfaction du charbon, si ces usines s'avéraient économiquement viables. Le charbon bitumineux peut être utilisé pour fournir de l'énergie thermique ou pour la cokéfaction dans les industries métallurgiques; l'anthracite peut servir au chauffage domestique et pour des usages spéciaux tels que la fonte du titanium. Il peut également être combiné avec du charbon bitumineux pour améliorer la qualité de la cokéfaction.

Pendant la première moitié de ce siècle, le charbon a été la principale source d'énergie au Canada. Son importance a diminué au cours des années 1950 et 1960 à cause de l'utilisation croissante du pétrole et du gaz naturel. Le charbon canadien a fait l'objet d'un regain d'intérêt à la fin des années 1960 et la montée rapide du prix mondial du pétrole après 1973 a renforcé la position concurrentielle de l'industrie charbonnière du Canada; l'Ontario a commencé à utiliser le charbon de l'Ouest au lieu d'importer du charbon américain et les exportations ont augmenté. Le Canada est devenu, pour la première fois, un exportateur net de charbon en 1981. L'établissement de nouveaux marchés a permis à la production de charbon d'augmenter chaque année depuis 1969 si bien qu'en 1985, le charbon représentait 15 pour cent de la production d'énergie primaire du Canada. Le Canada dispose d'un important potentiel de ressources capable de contribuer à d'autres augmentations du niveau de production.

8.1 Ressources et réserves

L'Office national de l'énergie ne procède pas à une évaluation indépendante des ressources et des réserves de charbon; nous avons donc adopté dans ce rapport les données fournies par des sources extérieures. Les données concernant les ressources en charbon, réunies par la Commission géologique du Canada, grâce à ses propres sources et aux sources provinciales, sont présentées au tableau A8-2 en annexe. Les estimations des ressources récupérables sont résumées par province et par classe au tableau 8-1.

Les ressources en charbon sont réparties entre deux catégories principales, selon qu'elles présentent un intérêt immédiat ou futur. Pour pouvoir présenter un intérêt immédiat, les ressources doivent être constituées par des veines dont l'épaisseur, la qualité, la profondeur et l'emplacement les rendent intéressantes à explorer ou à mettre en valeur rapidement.

On estime les ressources d'intérêt immédiat à 145 gigatonnes (3 500 exajoules) et celles d'intérêt futur à 1 800 gigatonnes (43 000 exajoules). Ces deux catégories sont ensuite subdivisées en ressources mesurées, indiquées et supposées, ce qui correspond à un degré décroissant de confiance à l'égard des estimations. Les ressources d'intérêt futur sont presque toutes supposées, alors que plus de 50 pour cent des ressources d'intérêt immédiat sont mesurées et indiquées.

Les réserves de charbon récupérable sont constituées par la portion des ressources mesurées et indiquées d'intérêt immédiat jugées récupérables avec un degré raisonnable de certitude. Pour que des dépôts puissent être considérés comme des réserves, il faut, entre autres critères, que des études de faisabilité aient été effectuées, que des plans précis d'exploitation et de traitement aient été adoptés et que la faisabilité économique d'ensemble paraisse favorable. Les réserves de charbon ne constituent donc qu'une faible portion des ressources totales.

Certaines réserves de charbon sont plus désirables que d'autres à cause de caractéristiques telles que leur contenu en soufre. La sensibilisation croissante aux dangers de la pollution de l'air donne une valeur particulière aux charbons de l'Ouest qui contiennent en général moins de un pour cent de soufre; les charbons de l'Est peuvent en contenir jusqu'à dix pour cent.

Les réserves récupérables totales (voir tableau 8-1) représentent 6 268 mégatonnes (150 exajoules), soit environ 100 fois la production annuelle du Canada. Près des deux tiers de ces réserves se trouvent en Colombie-Britannique et en Alberta

et on estime que des exploitations à ciel ouvert permettraient d'en récupérer près de 90 pour cent.

8.2 Production

Comme le montre le tableau A8-1 en annexe , la production annuelle de charbon a continuellement augmenté depuis 1969. La production de charbon bitumineux a crû de plus de 40 pour cent de 1983 à 1984, étant donné la mise en service de cinq nouvelles mines à la fin de 1983. Quatre d'entre elles se trouvaient en Colombie-Britannique, et une en Alberta. En 1985, il y avait 29 mines actives au Canada, qui produisaient 61 mégatonnes de charbon. Le tableau 8-2 résume la production de charbon en 1985, par province et par classe. Plus de 95 pour cent de la production de 1985 a été assurée par des exploitations à ciel ouvert. Le charbon bitumineux représentait 56 pour cent de la production totale, alors que le charbon subbitumineux et la lignite comptaient pour 28 et 16 pour cent, respectivement. Toute la lignite et le charbon subbitumineux, plus près de 30 pour cent du charbon bitumineux, ont été utilisés pour fournir de l'énergie thermique, ce qui représentait 37 mégatonnes ou 60 pour cent de la production.

En 1985, l'Alberta a produit 25 mégatonnes de charbon, soit 41 pour cent de la production totale du Canada. La production de la Colombie-Britannique a été de 23 mégatonnes, et celle de la Saskatchewan, de 10 mégatonnes. La production des provinces atlantiques a été de 3,4 mégatonnes, soit six pour cent de la production totale canadienne.

L'expansion de la production de charbon peut s'expliquer par la croissance du marché intérieur de

Tableau 8-1

Réserves récupérables de charbon par province et par classe

Province	Classe	Mégatonnes	Pétajoules
Colombie-Britannique	Lignites	566	8 688
	Bitumineux	2 098	61 471
Alberta	Subbitumineux	918	18 140
	Bitumineux	526	15 412
Sask. .chewan	Lignites	1 697	26 049
Nouveau- Brunswick	Bitumineux	18	527
Nouvelle-Écosse	Bitumineux	445	13 039
Total pour le Canada	Lignites	2 263	34 737
	Subbitumineux	918	18 140
	Bitumineux	3 087	90 449
	Total	6 268	143 326

Nota: Les chiffres de ce tableau ont été arrondis.

Source: Exploitation du charbon au Canada: 1983, rapport 83-20F, Canmet.

Tableau 8-2

Production de charbon par province et par classe en 1985

Province	Classe	Mégatonnes	Pétajoules	Pourcentage de la production totale
Nouvelle-Écosse	Bitumineux	2,8	82,0	5
Nouveau-Brunswick	Bitumineux	0,6	16,4	1
Saskatchewan	Lignites	9,7	148,5	16
Alberta	Bitumineux	7,8	229,7	13
	Subbitumineux	16,9	333,4	28
	Sous-total	24,7	563,1	41
Colombie-Britannique	Bitumineux	23,1	677,1	38
Canada	Bitumineux	34,3	1 005,2	56
	Subbitumineux	16,9	333,4	28
	Lignites	9,7	148,5	16
	Total	60,9	1 487,1	100
Canada	Thermique	36,5	N.D.	60
	Métallurgique	24,4	N.D.	40

Nota: Les chiffres de ce tableau ont été arrondis.

Source: Statisques Canada, cat. no. 45-002.

N.D. Non disponible

charbon thermique et par les augmentations de la demande mondiale qui ont amené un accroissement des exportations. L'industrie canadienne du charbon a particulièrement bénéficié du développement industriel du Japon et de la Corée, qui a entraîné d'importantes exportations de charbon métallurgique; elle a également bénéficié de l'escalade des prix mondiaux du pétrole qui a favorisé l'accroissement des exportations de charbon thermique. Cependant, les augmentations des prix mondiaux du pétrole ont également eu un effet négatif sur la demande de charbon car les mesures de conservation de l'énergie ont provoqué une demande d'acier inférieure aux prévisions, ce qui a eu pour effet de réduire la demande de charbon métallurgique. Comme les plastiques et la céramique remplacent le fer et l'acier dans de nombreux domaines, la demande de charbon métallurgique n'augmentera peut-être pas aussi rapidement qu'on le pensait auparavant. La chute récente des prix du pétrole freine la croissance de la demande de charbons thermiques mais ne ramènera peut-être pas la demande de charbon au-dessous des niveaux actuels; le charbon thermique demeure en général capable de soutenir la concurrence de l'électricité produite grâce au pétrole, dans nos deux scénarios de prix.

Notre projection des niveaux de production futurs est fondée sur les prévisions de la demande intérieure et sur les exportations estimatives. La figure 8-1 montre que la production de charbon devrait demeurer constante jusqu'au début des années 1990, dans nos deux scénarios de prix; après cela, elle passe d'environ 60 millions de tonnes par an à quelque 100 millions de tonnes par an en 2005. Les perspectives d'exportation et la demande intérieure demeurent cependant très incertaines.

Les besoins en matière de production d'électricité dans la région de l'Atlantique, en Ontario, en Saskatchewan et en Alberta représentent 78 pour cent de la demande primaire (voir le chapitre 4). En 2005, il n'y a qu'une différence de cinq pour cent de la demande intérieure de charbon entre nos deux scénarios de prix, à cause de changements qui se neutralisent mutuellement en Ontario et en Alberta. Les besoins de l'Ontario en matière de production d'électricité sont plus élevés dans le scénario de prix bas; la croissance économique et la demande d'électricité le sont également dans ce scénario. C'est l'inverse pour l'Alberta, et les changements de la demande des deux provinces s'équilibrent presque.

L'extrême incertitude qui entoure les demandes intérieures de charbon est liée aux incertitudes qui accompagnent les plans d'expansion d'Hydro Ontario, aux préoccupations relatives à l'environnement et à la législation des normes d'émission. Comme nous l'avons vu au chapitre 4, on suppose que les besoins de l'Ontario en ce qui concerne l'électricité produite grâce au charbon diminueront à moyen terme, au fur et à mesure que les nouvelles installations nucléaires (en construction) remplaceront les centrales thermiques existantes. Cependant, Hydro Ontario n'a pas publiquement annoncé ses plans d'expansion pour la période de 1995 à 2005 au cours de laquelle, d'après nos prévisions, il faudra une capacité supplémentaire de production d'énergie. Nous avons supposé qu'on utilise le charbon pour produire cette électricité additionnelle. La décision d'Hydro Ontario pourrait être influencée si les inquiétudes croissantes au sujet des pluies acides et de ses sources devaient amener l'adoption de normes plus strictes d'émission d'anhydride sulfureux. Il serait possible de satisfaire à des normes plus rigoureuses en installant des dispositifs de réduction de la pollution dans les usines thermiques au charbon ou en brûlant du charbon à faible teneur en soufre. Quelle que soit la formule retenue, le coût de production par kilowatt-heure sera supérieur à celui qu'impliquent les prix actuels relativement faibles du charbon à teneur moyenne en soufre. Si Hydro Ontario décide de construire des installations nucléaires supplémentaires, nos projections pourraient dépasser la réalité, de peut-être 19 mégatonnes dans le scénario de prix bas, et de 15 mégatonnes dans l'autre scénario, en l'an 2005.

8.3 Exportations et importations

Avant 1970, les exportations canadiennes de charbon étaient relativement réduites mais cela a changé lorsque la demande croissante de charbon cokéfiant au Japon a donné lieu à la signature d'importants contrats d'exportation avec ce pays et à la construction d'un nouveau terminal charbonnier à Vancouver. En 1970, les exportations ont triplé et ont atteint quatre mégatonnes; elles ont continué à augmenter avec l'expansion des marchés à l'exportation et ont atteint 17 mégatonnes en 1983 (voir le tableau A8-3 en annexe). En 1984, les exportations ont encore progressé de 50 pour cent pour satisfaire les nouveaux contrats d'exportation signés avec de nouvelles mines en Alberta et dans le Nord-Est de la Colombie-Britannique. Ces exportations ont été facilitées par la cons-

truction d'une nouvelle voie ferrée dans le nord de la Colombie-Britannique. En 1985, les exportations ont atteint 27 mégatonnes. Elles étaient constituées à 82 pour cent par du charbon métallurgique; avec 68 pour cent des exportations, le Japon était notre principal client. Le tableau 8-3 présente un sommaire des exportations par province.

Ces dernières années, la capacité de production de l'industrie mondiale du charbon a considérablement augmenté, ce qui, avec la stabilisation de la demande mondiale de charbon métallurgique, a entraîné un excédent de la capacité de production et a, à son tour, déclenché une concurrence intense entre les exportateurs de charbon. Cette situation a sensiblement réduit les nouvelles perspectives d'exportation, et la rentabilité des exportations de charbon canadien a été sévèrement compromise par ces événements, du fait des coûts élevés de transport dans l'Ouest du Canada et des coûts d'exploitation élevés dans l'est de notre pays.

Lorsque nous établissons nos prévisions concernant les exportations futures de charbon, nous supposons que dans l'un et l'autre scénario de prix, les exportations de charbon métallurgique se maintiendront aux niveaux actuels jusqu'en 1990. Il se peut alors que la demande justifie la mise en exploitation de mines nouvelles au Canada. Nous prévoyons qu'entre 1990 et 2005, les exportations de charbon métallurgique canadien augmenteront de deux pour cent, dans les deux scénarios de prix. Dans le scénario de prix bas, il se pourrait que nous soyons en-deçà de la vérité.

Nous prévoyons que, bien qu'elles n'aient représenté que 18 pour cent des exportations totales en 1985, les exportations de charbon thermique croîtront d'environ trois pour cent par an dans le scénario de prix élevé. Dans l'autre scénario, la demande réagirait à une croissance économique plus marquée, mais l'effet de celle-ci sur la demande de charbon tendrait à être neutralisé par une diminution de la part des marchés au profit d'un pétrole à faible prix. Il s'ensuit que, pour le scénario de prix bas, nous avons aussi projeté une croissance annuelle de trois pour cent des exportations de charbon thermique.

Les exportations globales de charbon connaissent une croissance continue et atteignent 39 mégatonnes en 2005.

Les importations de charbon sont demeurées relativement stables au cours de ces 20 dernières années, oscillant en général entre 14 et 17 mégatonnes par an (tableau A8-1 en annexe). En 1985, les importations ont atteint 15 mégatonnes, dont 97 pour cent étaient destinées à l'Ontario. Le charbon thermique, utilisé par Hydro Ontario, représentait 57 pour cent du total de ces importations. Les importations futures de charbon seront largement tributaires de la demande de charbon de l'Ontario, comme nous l'avons déjà vu.

Au cours de la période étudiée, les importations de charbon métallurgique (qui étaient de 6,3 mégatonnes en 1985) augmentent de 85 pour cent dans le scénario de prix bas, et de 65 pour cent, dans le scénario de prix élevé, atteignant respectivement 12 et 11 mégatonnes, augmentations qui reflètent la demande de l'industrie de l'acier en Ontario.

Tableau 8-3

Exportations et importations de charbon en 1985

	Mégatonnes	Pétajoules	Pourcentage
Exportations			
Nouvelle-Écosse	0,5	13,5	2
Alberta	5,4	158,9	20
Colombie -Britannique	21,5	629,7	78
Canada	27,4	802,1	100
Importations			
Québec	0,5	15,8	3
Ontario	14,4	421,4	97
Canada	14,9	437,2	100

Nota: Les chiffres de ce tableau ont été arrondis.

Source: Statistiques Canada, cat. no. 45-002.

Nous nous attendons à ce que le total des importations de charbon thermique et métallurgique atteignent 27 mégatonnes dans le scénario de prix bas et 23 mégatonnes dans le scénario de prix élevé, en 2005. Ces projections se fondent sur le maintien de la situation actuelle où le charbon de l'Ouest n'est pas tout à fait compétitif en Ontario par rapport au charbon importé des États-Unis. Cependant, les producteurs de l'ouest du Canada sont très intéressés par la possibilité de remplacer le charbon importé à forte teneur en soufre par du charbon canadien à faible teneur en soufre. Les importations pourraient donc être plus faibles que prévu si le coût élevé du contrôle des émissions de soufre et la réduction des coûts de transport permettent d'améliorer la position concurrentielle du charbon de l'Ouest.

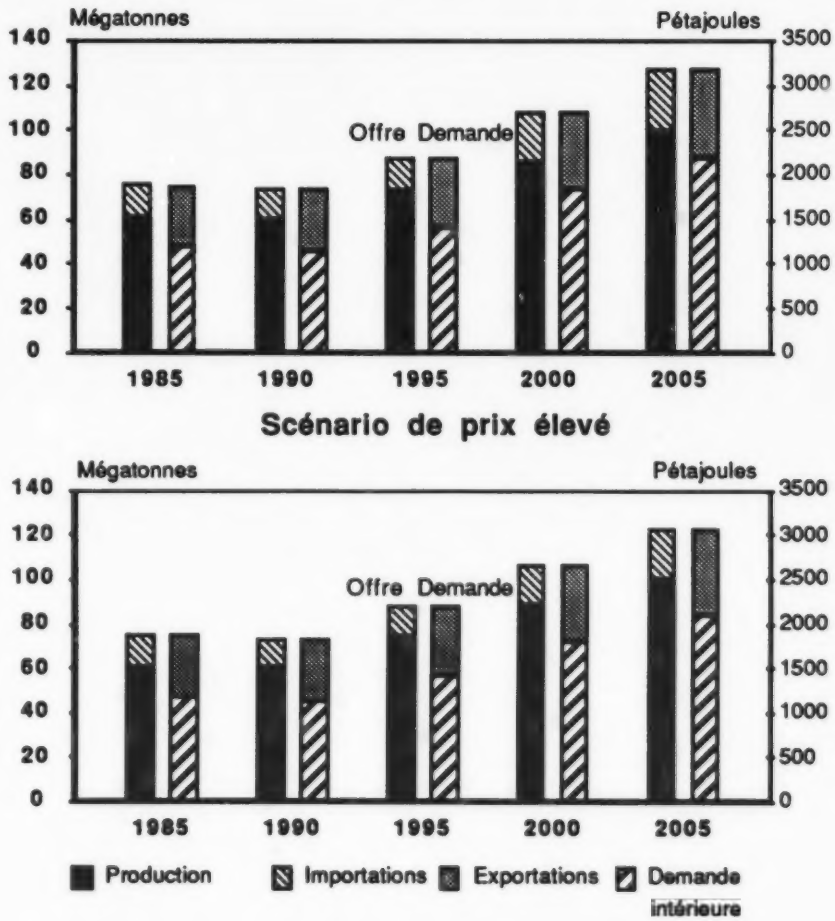
8.4 Bilans de l'offre et de la demande

La figure 8-1 présente les bilans de l'offre et de la demande dans les deux scénarios de prix. (Les bilans des charbons thermique et métallurgique se trouvent au tableau A8-3 en annexe.) Comme on peut le voir, le Canada devrait continuer d'être un exportateur net de charbon pendant la période visée par les prévisions, dans les deux scénarios de prix.

Dans le scénario de prix bas, comme nous l'avons vu au chapitre 3, la demande intérieure passe de 48 mégatonnes en 1985 à 89 mégatonnes en 2005 et la production totale augmente de 61 mégatonnes à 101 mégatonnes au cours de la même période. Les exportations nettes de charbon, qui étaient d'environ 13 mégatonnes en 1985, devraient atteindre 16 mégatonnes en 1995. Cependant, si notre hypothèse d'une augmentation des importations en Ontario pendant la dernière partie de la période à l'étude est bien fondée les exportations nettes devraient revenir à leurs niveaux actuels d'ici 2005.

Figure 8-1

Offre et demande de charbon au Canada
Scénario de prix bas



Source: Tableau A8-3 en annexe

Dans le scénario de prix élevé, la demande intérieure passe de 48 mégatonnes en 1985 à 84 mégatonnes en 2005. Au cours de la même période, la production totale croît de 61 à 100 mégatonnes. Nous prévoyons que les exportations nettes de charbon passent de 13 à 15 mégatonnes en 1995 et continuent à augmenter, pour atteindre légèrement plus de 16 mégatonnes en 2005, du fait que les importations seront moins importantes que dans le scénario de prix bas.

Chapitre 9
Sources et utilisations de l'énergie primaire

Ce chapitre décrit les sources et la disposition actuelle des circuits d'énergie au Canada et tire les conséquences possibles de l'analyse des chapitres précédents en ce qui concerne l'évolution de ces circuits d'énergie entre la période actuelle et 2005. L'analyse est effectuée en fonction de l'énergie primaire, c'est-à-dire en fonction des quantités globales des diverses formes d'énergie utilisées au pays.

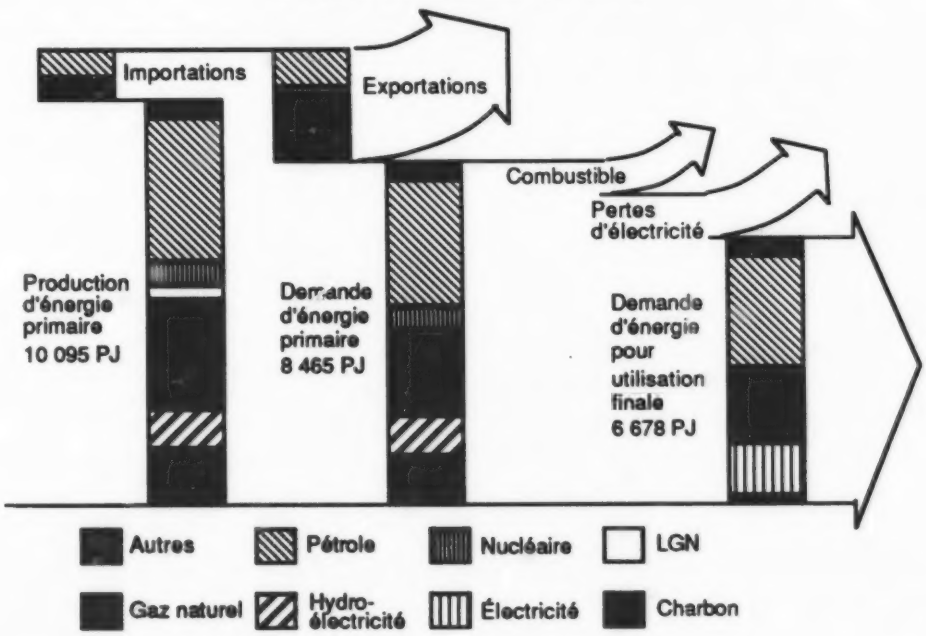
La figure 9-1 montre les relations entre la demande énergétique au titre de l'utilisation finale, la demande d'énergie primaire et la production de l'énergie au Canada en 1984. Pour obtenir la somme d'énergie primaire utilisée, nous ajoutons à la demande au titre de l'utilisation finale la somme des combustibles et des pertes liées à la production et à la distribution de l'énergie, qui comprennent:

- le combustible nécessaire pour produire et transporter le pétrole et le gaz naturel jusqu'aux marchés;
- le combustible utilisé et les pertes subies dans le raffinage du pétrole brut pour produire des produits dérivés et dans le retraitement du gaz pour extraire les liquides de gaz naturel;
- l'utilisation propre aux services publics d'électricité et les pertes dans le transport et la distribution d'électricité;
- les pertes de conversion dans la production d'électricité lorsque du charbon, du gaz, du pétrole et de l'uranium sont consommés dans les centrales; il faut environ trois unités de combustible pour produire une unité d'électricité (plus précisément, nous utilisons un facteur de conversion de 10,5 pétajoules par térawatt-heure dans le cas de l'électricité produite à l'aide de combustibles fossiles, et de 12,1 pétajoules par térawatt-heure dans celui de l'é-

Figure 9-1

Circuits de l'énergie

(D'après les données de 1984)



Nota: Le facteur de conversion de l'hydroélectricité en PJ est de 3,6 PJ/TW.h. et celui de l'électricité nucléaire en PJ de 12,1 PJ/TW.h.

lectricité produite à partir de l'uranium[1]).

Comme la production d'hydroélectricité ne consomme aucun combustible, il y a deux méthodes pour calculer l'énergie primaire associée à cette production.

- Nous pouvons définir son énergie primaire comme étant l'énergie produite au barrage. Mesurée de cette façon, l'énergie primaire associée à la production d'hydroélectricité serait égale à la teneur énergétique de l'électricité produite, soit 3,6 pétajoules par térawatt-heure. Par mesure de commodité, c'est ce que nous appellerons la méthode du rendement énergétique.[2]
- Une seconde méthode est fréquemment utilisée, en particulier dans le cas de comparaisons de l'utilisation d'énergie entre pays. Cette méthode (appelée méthode d'équivalence des combustibles fossiles) suppose que la quantité d'énergie primaire associée à l'électricité d'origine hydraulique est la quantité dont on aurait besoin si des combustibles fossiles étaient utilisés. Lorsqu'on se sert de cette méthode, on adopte un facteur de conversion de 10,5 pétajoules par térawatt-heure étant donné que les méthodes de production fondées sur la combustion des combustibles fossiles ont, en moyenne, un rendement d'environ 33 pour cent.

L'utilisation de la seconde méthode sous-tend que la quantité d'énergie primaire attribuée à l'hydroélectricité sera beaucoup plus importante que la quantité d'énergie électrique produite. Ceci ne joue cependant

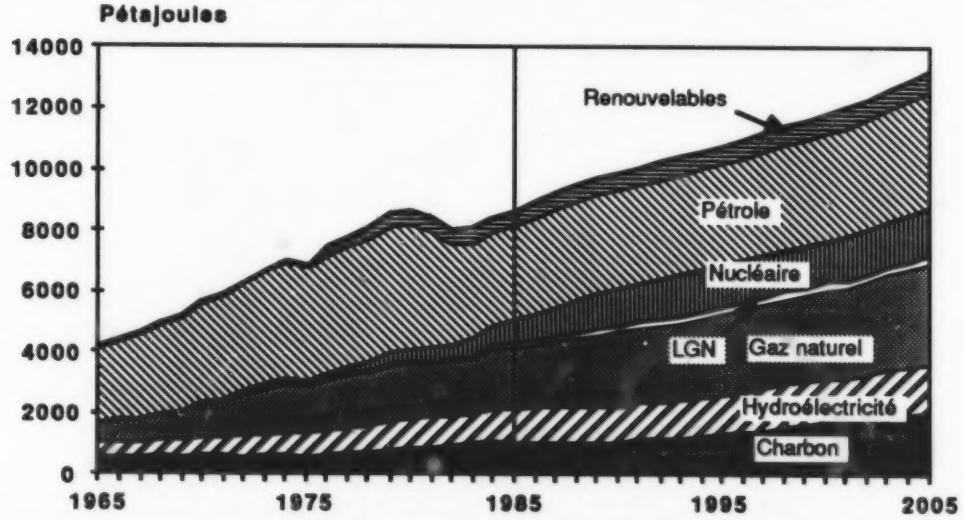
1. Il s'agit là d'un facteur de conversion différent pour l'électricité provenant des centrales nucléaires de celui que nous avions utilisé dans notre rapport de septembre 1984. À l'époque, nous avions supposé que la quantité d'énergie primaire liée à l'énergie nucléaire était la quantité qui aurait été nécessaire si l'on avait utilisé des combustibles fossiles, ce qui impliquait un facteur de conversion de 10,5 pétajoules par térawatt-heure. Le nouveau traitement tient compte du fait qu'il est peu probable que le Canada revienne aux combustibles fossiles pour produire les quantités d'électricité actuellement fournies par les réacteurs CANDU.

2. Dans le rapport de septembre 1984, nous avons également converti l'électricité d'origine nucléaire au taux de 3,6 pétajoules par térawatt-heure dans les calculs où nous utilisions la méthode du rendement énergétique.

Figure 9-2

Demande d'énergie primaire

Données historiques et prévisions d'après le scénario de prix bas



Nota: Le facteur de conversion de l'hydroélectricité en PJ est de 3,6 PJ/TW.h. et celui de l'électricité nucléaire en PJ de 12,1 PJ/TW.h.

Source: Tableau A3-2 en annexe

pas pour le Canada; nous avons des ressources hydrauliques importantes et nous ne remplacerons pas notre hydroélectricité par une électricité fournie par des combustibles fossiles. Nous utilisons donc la méthode du rendement énergétique dans ce rapport.

Cependant, comme la conversion fondée sur l'équivalence des combustibles fossiles est largement utilisée dans les comparaisons internationales, nous utilisons les deux méthodes pour présenter ces comparaisons à la section 9.3.

À la figure 9-1, la flèche marquée "combustible" montre la teneur calorifique des combustibles utilisés dans la production et le transport de l'énergie finale, à l'exclusion des combustibles fossiles utilisés dans la production d'électricité.

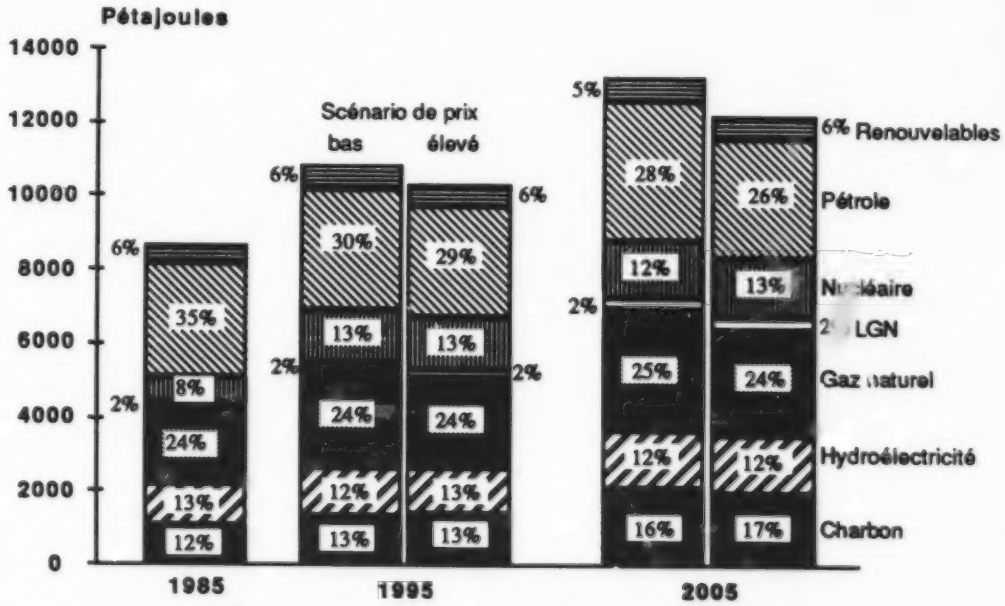
Les sept huitièmes environ des pertes d'électricité apparaissant dans cette figure proviennent de l'utilisation de combustibles classiques et d'uranium pour produire de l'électricité. Le huitième restant provient des pertes de transmission.

La répartition, pour toutes les formes d'énergie, de l'énergie primaire et de l'énergie pour utilisation finale est fort différente, l'énergie primaire étant plus importante que l'énergie pour utilisation finale. La demande primaire de charbon est beaucoup plus importante que la demande pour utilisation finale de ce combustible étant donné qu'elle inclut les quantités utilisées pour produire de l'électricité. Seules de faibles quantités de pétrole et de gaz sont utilisées à cette fin.

La production d'énergie primaire au Canada sera différente de la demande d'énergie primaire dans la mesure où nous sommes des importateurs ou des exportateurs nets d'énergie. En 1985, comme le montre le tableau 9-1, le Canada a été un exportateur net de gaz naturel, de pétrole, de charbon, de liquides du gaz naturel, et d'électricité.

Figure 9-3

Comparaison des projections de la demande d'énergie primaire



Nota: Le facteur de conversion de l'hydroélectricité en PJ est de 3,6 PJ/TW.h. et celui de l'électricité nucléaire en PJ de 12,1 PJ/TW.h.

Source: Tableau A3-2 en annexe

9.1 Prévisions relatives à la demande d'énergie primaire et à sa production

Demande d'énergie primaire

La figure 9-2 montre l'évolution prévue des éléments de la demande d'énergie primaire pendant la période de prévision dans le scénario de prix bas, ainsi que les données historiques. La figure 9-3 compare nos prévisions dans les deux scénarios de prix.

La part de l'énergie hydroélectrique dans la demande primaire est inférieure à ce qu'elle est dans l'utilisation finale à cause du rendement élevé de sa conversion. (Les parts de l'hydroélectricité dans la demande primaire indiquées ici sont inférieures à celles du Rapport de septembre 1984. A l'époque, nous avions utilisé la méthode d'équivalence des combustibles fossiles pour calculer l'énergie primaire associée à l'hydroélectricité.)

La croissance et la configuration de l'énergie primaire pendant la période de prévision reflètent en grande partie l'évolution prévue des besoins au titre de l'utilisation finale décrite aux chapitres précédents. Nous prévoyons que la répartition de l'énergie primaire fera une place de plus en plus importante au charbon et à l'électricité produite par les centrales nucléaires et qu'elle fera beaucoup moins appel au pétrole d'ici 2005. Ce changement de la répartition est en gros le même dans les deux scénarios de prix, mais il est plus prononcé dans celui de prix élevé.

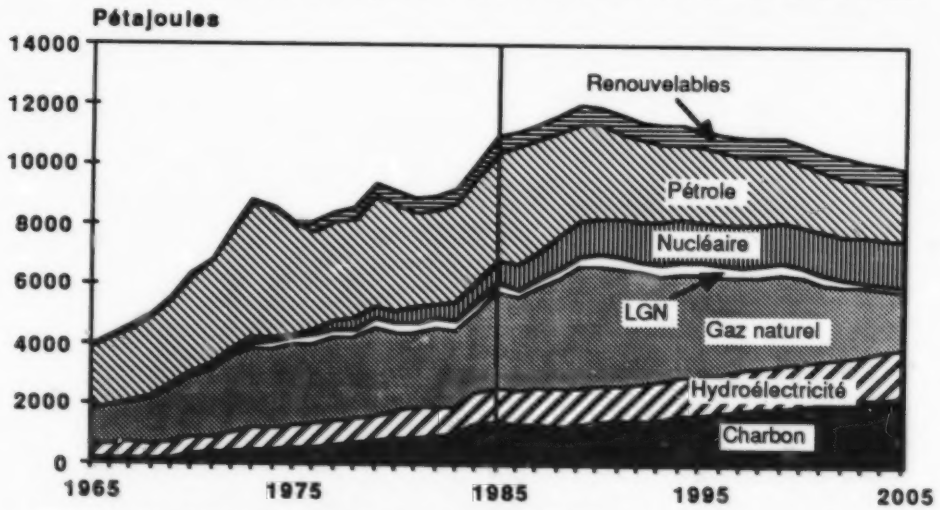
Production d'énergie primaire

Les figures 9-4 et 9-5 présentent les données historiques et nos projections relatives à la répartition de la production d'énergie primaire. Dans le scénario de prix bas, nous prévoyons que les parts de la production qu'occuperont le pétrole et le gaz naturel seront nettement plus réduites en 2005, et que les parts des autres formes d'énergie (à l'exception des LGN) seront plus importantes que ne le sont les parts cor-

Figure 9-4

Production d'énergie primaire

Données historiques et prévisions d'après le scénario de prix bas



Nota: Le facteur de conversion de l'hydroélectricité en PJ est de 3,6 PJ/TW.h. et celui de l'électricité nucléaire en PJ de 12,1 PJ/TW.h.

Sources: Renouvelables:Tableau A3-2 en annexe
Pétrole:Tableau A6-18 en annexe
LGN:Tableau A7-2 en annexe
Gaz naturel:Tableau A5-8 en annexe
Hydroélectricité et nucléaire:Tableau A4-5 en annexe
Charbon:Tableau A8-3 en annexe

respondantes de la demande d'énergie primaire. Ceci reflète notre projection de la baisse de la production de gaz et de pétrole léger classique au cours de la période étudiée. Dans le scénario de prix élevé, il n'y a que de faibles différences entre les parts de la demande d'énergie et de la production qui, selon nos prévisions, seront conservées par chaque source énergétique.

9.2 Exportations nettes d'énergie

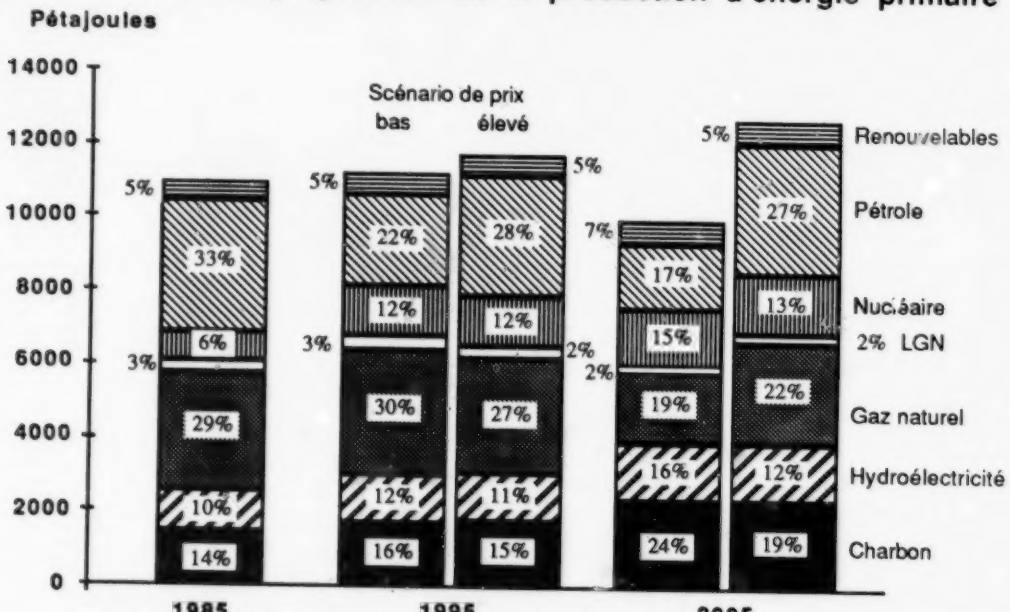
Depuis la fin des années 1960, le Canada a produit de l'énergie en quantité excédentaire à ses besoins et est devenu un important exportateur net d'énergie. En 1985, la valeur des exportations nettes d'énergie du Canada atteignait environ 10,7 milliards de dollars.

Le tableau 9-1 fournit des données historiques sur les exportations nettes d'énergie et résume les bilans énergétiques possibles dans chaque scénario de prix. Les chiffres relatifs au gaz naturel en 1995 diffèrent qualitativement de ceux qui concernent les autres sources d'énergie en ce sens qu'ils ne tiennent compte que des exportations autorisées en vertu des licences actuelles. Les exportations de gaz naturel au milieu des années 1990 pourraient être nettement plus importantes que les quantités indiquées dans les deux scénarios de prix. Dans le cas de l'électricité, le bilan énergétique comprend des exportations potentielles supérieures à celles qui sont autorisées actuellement par l'Office. Le commerce du pétrole, des LGN et du charbon n'est pas assujetti à des restrictions.

Nos projections indiquent que pendant les dix prochaines années, le Canada continuera d'être un exportateur net d'énergie. Dans le scénario de prix bas, le Canada devient un

Figure 9-5

Comparaison des projections de la production d'énergie primaire



Nota: Le facteur de conversion de l'hydroélectricité en PJ est de 3,6 PJ/TW.h. et celui de l'électricité nucléaire en PJ de 12,1 PJ/TW.h.

Sources: Renouvelables:Tableau A3-2 en annexe
Pétrole:Tableau A6-18 en annexe
LGN:Tableau A7-2 en annexe
Gaz naturel:Tableau A5-8 en annexe
Hydroélectricité et nucléaire:Tableau A4-5 en annexe
Charbon:Tableau A8-3 en annexe

importateur net d'énergie à la fin de la période étudiée; dans l'autre scénario, d'importantes exportations nettes d'énergie pourraient se poursuivre jusqu'en 2005.

Le Canada est exportateur net de charbon depuis 1981 après avoir été importateur net pendant de nombreuses années. Nous prévoyons une augmentation importante des exportations de charbon, surtout de l'Ouest du Canada. Dans le scénario de prix bas, cette augmentation devrait être compensée par des importations accrues en Ontario pendant les dernières années de la période étudiée.

Les exportations d'électricité ont nettement augmenté, ces dernières années. Les trois quarts environ des ventes à l'exportation sont constituées d'énergie interruptible. Certains services publics du Canada et des États-Unis manifestent un intérêt croissant pour des exportations additionnelles de puissance garantie destinées à satisfaire une petite part des besoins en capacité additionnelle des États-Unis dans les années 1990. Nos projections contiennent des estimations de ces exportations garanties potentielles qui feraient que la vente d'environ la moitié du total des exportations d'électricité prévues serait garantie en 2005. Nous estimons que le total des exportations d'électricité augmentera dans les deux scénarios de prix jusqu'à la fin des années 1990. Après, les exportations diminueront légèrement avec l'augmentation des besoins canadiens et la diminution des excédents.

On prévoit que les exportations de gaz naturel s'accroîtront rapidement au cours des dernières années de cette décennie et atteindront environ 80 pour cent des niveaux actuellement autorisés en 1990, soit environ 45 pour cent de plus que les niveaux de 1985. Vers la fin de la période étudiée, les besoins nationaux dé-

Tableau 9-1

Bilans énergétiques

(Pétajoules)

	Exportations (Importations) nettes d'énergie			Offre (Demande) excédentaire [c] Scénario de prix bas		Scénario de prix élevé	
	1965	1975	1985	1995	2005	1995	2005
Charbon	(422)	(146)	365	382	281	416	399
Électricité [a]	–	11	147	188	180	227	198
Gaz naturel	430	1040	990	526 [d]	(1551)	526 [d]	(310)
LGN	34	147	163	153	(105)	71	8
Pétrole [b]	(567)	(111)	623	(945)	(2132)	156	185
Total	(525)	941	2288	304	(3327)	1396	480

– Quantité négligeable

Sources: Charbon: Tableau A8-3 en annexe.
Électricité: Tableau A4-8 en annexe.
Gaz naturel: Tableau A5-8 en annexe.
LGN: Tableaux A7-10 à A7-12 en annexe.
Pétrole: Tableau A6-17 en annexe.

Nota: Les chiffres de ce tableau ont été arrondis.
[a] Les énergies hydroélectrique et nucléaire ont été converties en PJ selon un facteur de 3,6 PJ/TW.h. L'électricité exclut les échanges n'impliquant aucune importation ou exportation nette.
[b] Comprend le pétrole brut et les produits pétroliers raffinés; exclut les échanges n'impliquant aucune importation ou exportation nette.
[c] L'offre excédentaire est indicative d'exportations potentielles. La demande excédentaire est indicative d'un besoin qui peut être satisfait par l'un des moyens suivants ou une combinaison de ceux-ci: importations, remplacement par d'autres sources d'énergie, accroissement des approvisionnements intérieurs. Pour qu'un ajustement s'opère suivant les deux dernières possibilités, une incitation à modifier la consommation et la production devrait être dictée par un changement des prix relatifs.
[d] Ne comprend que les exportations prévues aux termes des licences en vigueur.

passeront les approvisionnements intérieurs dans les deux scénarios de prix. Cet écart pourrait être comblé, soit par des importations de gaz, soit par des changements des prix relatifs qui restreindraient la demande intérieure, amèneraient le remplacement du gaz par d'autres énergies et stimuleraient la production intérieure du gaz.

Depuis quelque temps, les LGN sont produits en excédent des besoins canadiens. Dans le cas des liquides autres que les pentanes, cette situation se maintiendra probablement au cours des dix prochaines années. On prévoit que les quantités disponibles pour l'exportation baisseront à mesure que la demande canadienne augmentera par rapport à l'offre. Dans les dernières années de la période étudiée, nous prévoyons des besoins supérieurs à l'offre escomptée, dans le scénario de prix bas, mais un équilibre entre l'offre et les besoins intérieurs, dans le scénario de prix élevé. Dans le premier scénario, l'écart sera probablement comblé grâce à des combustibles de remplacement.

Les exportations nettes de pétrole (pétrole brut et produits pétroliers) vont vraisemblablement baisser à mesure que la demande canadienne dépassera notre capacité de production. Dans le scénario de prix bas, on prévoit d'importants besoins d'importation de pétrole brut et de produits du pétrole au cours de la seconde moitié de la période étudiée. Dans l'autre scénario, nous prévoyons que les exportations nettes de brut et de produits pétroliers seront possibles jusqu'en 2005, mais que leurs niveaux seront nettement inférieurs à ceux qu'ils étaient en 1985. Dans le scénario de prix élevé, les exportations de pétrole brut lourd sont plus importantes que les importations de pétrole brut léger.

9.3 Perspectives internationales

Le tableau 9-2 compare l'utilisation d'énergie, y compris la charge d'alimentation de l'industrie pétrochimique, et la production au Canada en 1984, avec celle d'autres pays membres de l'Organisation de coopération et de développement économiques (l'OCDE). Dans ce tableau, nous avons utilisé des données de l'OCDE qui convertissent l'électricité d'origine nucléaire en énergie primaire à raison de 10,5 pétajoules par térawatt-heure. Pour l'hydroélectricité, la méthode du rendement énergétique et celle de l'équivalence en combustibles fossiles (examinées ci-dessus) sont présentées à titre de comparaison.

En 1984, le Canada se classait au 9^{e} rang par la population, au 7^{e} par le Produit intérieur brut, au 5^{e} par la demande primaire d'énergie, et au second par la production d'énergie.

Par habitant, le Canada était en 1984 le troisième consommateur d'énergie en importance de tous les pays de l'OCDE et le quatrième par unité du Produit intérieur brut.

Comme le montre le tableau 9-2, lorsqu'on utilise la méthode de l'équivalence en combustibles fossiles pour mesurer l'hydroélectricité, l'utilisation d'énergie par habitant et par dollar de rendement serait d'environ un cinquième plus élevée que si on la mesurait grâce à la méthode du rendement énergétique, et notre consommation d'énergie serait considérée comme nettement plus élevée que celle des États-Unis, au lieu d'être perçue comme étant à peu près égale.

La consommation canadienne d'énergie est élevée pour un certain nombre de raisons, notamment, notre climat froid; la faible densité de notre population; les distances considérables visées par le transport des Canadiens et de leurs marchandises; la prépondérance des industries à forte concentration énergétique telles que celles de l'aluminium, de la pâte à papier, du papier journal et des produits pétroliers; et l'importance de l'extraction des minéraux. En général, cette prépondérance témoigne de notre bonne position sur le plan des ressources énergétiques et de la faiblesse relative des prix de l'électricité, du gaz naturel et de plusieurs autres ressources énergétiques.

Il n'y a que cinq pays de l'OCDE à avoir produit plus d'énergie primaire qu'ils n'en ont consommé en 1984. Il s'agit des pays suivants (l'excédent de production par rapport à la demande est indiqué en PJ): Norvège (2 097), Canada (1 715), Australie (1 575), Grande-Bretagne (520), et Pays-Bas (122). En 1984, le Canada a produit environ 22 pour cent d'énergie de plus qu'il n'en a consommé.

La dernière colonne du tableau 9-2 compare les changements du rendement énergétique entre 1973 et 1984, en fonction des changements annuels moyens de la demande d'énergie primaire par unité du Produit intérieur brut. Bien que le rendement énergétique du Canada se soit amélioré au cours de cette période, il se classait encore au 15^{e} rang des 21 pays faisant l'objet de cette comparaison.

Tableau 9 - 2

Comparaison entre l'utilisation de l'énergie et sa production dans les pays de l'OCDE en 1984

	Population	Produit intérieur brut	Demande primaire[a]	Production [c]	Demande d'énergie primaire — Rendement énergétique[a] — Par habitant	Rendement énergétique[a] — Par PIB	Équivalent en combustibles fossiles [b] — Par habitant	Équivalent en combustibles fossiles [b] — Par PIB	Variation annuelle moyenne dans la demande d'énergie primaire Par unité de PIB [d] 1973 - 1984
	(Millions) (1)	($C,milliard) (2)	(PJ) (3)	(PJ) (4)	(GJ) (5)	(MJ) (6)	(GJ) (7)	(MJ) (8)	Pour cent (9)
Australie	15,5	225	3057	4632	197	14	202	14	-0,2
Autriche	7,6	83	952	307	125	11	148	13	-1,3
Belgique	9,9	98	1730	458	175	18	176	18	-2,6
CANADA	25,2	433	7730	9445	307	18	372	22	-0,6
Danemark	5,1	71	720	127	141	10	141	10	-2,8
Finlande	4,9	66	989	411	202	15	218	16	N.D.
France	54,9	634	7617	2899	139	12	146	13	N.D.
Allemagne	61,2	794	10924	5284	178	14	180	14	-1,8
Grèce	9,9	43	716	269	72	17	74	17	1,0
Islande	0,2	3	39	14	193	12	308	18	N.D.
Irlande	3,5	23	355	155	102	16	103	16	-2,0
Italie	57,0	451	5415	883	95	12	100	13	-1,6
Japon	120,0	1625	15274	2190	127	9	132	10	-2,8
Luxembourg	0,4	4	130	3	324	30	331	30	-5,1
Pays-bas	14,4	159	2555	2677	177	16	177	16	-1,9
Nouvelle-Zélande	3,3	30	409	298	124	14	161	18	1,4
Norvège	4,1	71	822	2919	200	12	270	16	-1,1
Portugal	10,1	25	474	76	47	19	53	21	1,8
Espagne	38,4	208	2870	1010	75	14	80	15	0,5
Suède	8,3	123	1667	934	201	14	248	17	-1,3
Suisse	6,5	118	880	313	135	7	163	9	0,2
Turquie	48,8	64	1509	830	31	23	32	25	-1,2
Grande-Bretagne	56,5	548	7996	8516	142	15	142	15	-2,3
États--Unis	236,7	4706	73449	66231	310	16	318	16	-2,1
Total	802,4	10605	148279	110680	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	-1,9 [e]
Canada - pourcentage du total	3,1%	4,1%	5,2%	8,5%	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
- rang	9e	7e	5e	2e	3e	4e	1er	3e	15e

Sources: Colonnes (1) à (8): OCDE, Bilans d'énergie des pays de l'OCDE 1983/1984; Paris 1986
Observateur de l'OCDE No.139; Paris mars 1986, pages 16 à 19.
Colonne (9): Agence internationale de l'énergie, Politiques et programmes énergétiques des pays membres de l'AIE, Revue de 1985; Paris 1986, page 136.

N.D. Non disponible

Nota: Les chiffres de ce tableau ont été arrondis.
[a] L'énergie hydroélectrique a été convertie en PJ selon un facteur de 3,6 PJ/TW.h. et le nucléaire, de 10,5 PJ/TW.h.
[b] L'hydroélectricité et le nucléaire ont été convertis en PJ selon un facteur de 10,5 PJ/TW.h.
[c] La demande d'énergie primaire est mesurée en tonnes métriques d'équivalent pétrole.
[d] Le PIB est mesuré en milliards de dollars US de 1980.
[e] Exclut la Finlande, la France et l'Islande.

Chapitre 10
Conclusions

Lors de la préparation du rapport de septembre 1984, les marchés mondiaux de l'énergie se caractérisaient par d'importants approvisionnements excédentaires en produits énergétiques de tous les types. Le prix mondial du pétrole avait chuté en chiffres réels depuis 1981 et un marché au comptant pour le gaz naturel commençait à apparaître aux États-Unis.

Depuis, les approvisionnements excédentaires se sont maintenus et il y a eu, sur les marchés pétroliers et gaziers, d'importants événements qui ont rendu l'analyse nécessaire au présent rapport bien plus difficile qu'elle ne l'avait été en 1984. Sur les marchés du pétrole, le prix réel du pétrole a poursuivi sa chute graduelle en 1985 et a subitement dégringolé au début de 1986. Les facteurs sous-jacents à cette situation reflètent peut-être les conditions à long terme de l'offre et de la demande. En conséquence, les prévisions relatives au prix mondial du pétrole sur lesquelles est fondé le présent rapport sont bien plus basses que celles utilisées en 1984.

Tant au Canada qu'aux États-Unis, d'importantes mesures ont été prises pour réduire la réglementation du gaz naturel. Au moment de la préparation du présent rapport, le processus de déréglementation était encore en cours dans les deux pays et la façon dont fonctionneraient des marchés concurrentiels demeurait incertaine. En particulier, la façon dont seraient déterminés les prix du gaz naturel exigés d'utilisateurs ultimes différents n'était pas encore définie.

En conséquence, il s'est avéré particulièrement difficile de déterminer l'évolution appropriée des prix du gaz naturel. Nous avons présumé que le prix du gaz naturel était lié à celui du mazout lourd. Toutefois, on peut raisonnablement prévoir que les prix du gaz naturel seront plus élevés que ceux sur lesquels nous avons fondé l'analyse du présent rapport. Les approvisionnements et besoins en gaz naturel pourraient donc varier par rapport à nos prévisions selon l'évolution de la commercialisation du gaz.

Même si nos hypothèses laissent planer une certaine incertitude, nos résultats indiquent un certain nombre de conclusions plausibles quant à la demande d'énergie, quant aux marchés de sources particulières d'énergie et quant à l'avenir énergétique global du Canada.

La demande

Notre analyse de la demande est essentiellement fondée sur l'hypothèse que la forte conscience énergétique des consommateurs, qui a résulté des perturbations au niveau de l'approvisionnement et des hausses de prix de ces dernières années, se maintiendra, malgré la perspective de prix plus bas. Elle reflète aussi l'opinion que, dans une très grande mesure, les facteurs qui ont, ces dernières années, suscité les fortes chutes de l'intensité de l'énergie sont irréversibles. Ces chutes résultaient en grande partie de la mise au point d'une nouvelle technologie qui est maintenant intégrée aux bâtiments, aux machines et à d'autres types d'équipement si bien que, pendant encore quelques années, l'utilisation de l'énergie ne peut que diminuer par rapport à la production étant donné que les biens durables anciens sont remplacés par de l'équipement nouveau dont le rendement énergétique est plus élevé. Il existe, sans aucun doute, des limites à la chute de l'intensité énergétique mais, à notre avis, nous en sommes encore loin. La baisse des prix de l'énergie peut ralentir la croissance des économies d'énergie, mais il y a de bonnes raisons de croire que nous n'assisterons pas à un revirement de l'intensité énergétique globale.

Compte tenu des deux prévisions concernant les prix de l'énergie et la croissance économique utilisées dans le présent rapport, le taux de croissance de la demande totale d'énergie primaire au Canada variera entre 1,5 et 1,9 pour cent par an, de 1984 à 2005. Nous estimons que la demande d'énergie croîtra moins rapidement que le taux global de croissance de l'économie et que des gains continueront d'être réalisés en matière d'économie d'énergie même si les prix mondiaux du pétrole évoluent de la même façon que notre scénario de prix bas. En effet, il est possible que l'utilisation de l'énergie puisse croître à des rythmes bien plus faibles que ceux-ci, si, par exemple, l'activité économique s'oriente davantage dans la direction des industries productrices de services qui tendent à consommer moins d'énergie que celles qui produisent des biens, ou si l'activité économique s'avère plus faible que prévue.

Nos prévisions de la demande laissent penser que la tendance à abandonner le pétrole se poursuivra, même dans le scénario de prix bas, et que ce combustible sera de plus en plus limité à son marché captif, soit celui des transports. D'ici l'an 2005, la part du pétrole dans l'utilisation globale de l'énergie tombera à 33 pour cent de la demande d'énergie secondaire, par rapport à 41 pour cent en 1984. Dans le même temps, les parts du gaz naturel et de l'électricité devraient augmenter.

Notre analyse suggère que, bien que des gains continueront d'être réalisés en matière d'économie d'énergie, il est peu probable que des

énergies de remplacement s'approprient une plus grande part du marché énergétique en 2005 qu'elles n'en détiennent actuellement. Cela découle directement des niveaux actuels de prix relativement faibles de l'énergie classique et des faibles taux prévus de l'augmentation des prix sur lesquels est fondée notre analyse.

L'offre

Nos prévisions en matière d'offre de pétrole brut léger et de gaz naturel dans le présent rapport sont plus faibles tout au cours de la période étudiée que celles du rapport de septembre 1984. Les approvisionnements en pétrole brut lourd sont cependant plus élevés (dans le scénario de prix élevé) en raison d'une perspective plus optimiste quant à la mise en valeur de la production de bitume à partir de projets in situ.

En ce qui concerne le pétrole brut léger et équivalent, nous prévoyons une chute de la capacité de production à 40 pour cent du niveau de 1985 d'ici 2005 dans le scénario de prix bas, et à 63 pour cent dans le scénario de prix élevé.

En ce qui concerne le gaz naturel, la capacité de production de l'Ouest canadien dépendra vraisemblablement de plus en plus des réserves des petits gisements. Dans les deux scénarios de prix, la capacité de production de gaz naturel devrait chuter sensiblement tout au cours de la période d'étude. Dans aucun des deux scénarios nous n'incluons le gaz naturel provenant des régions pionnières.

Il est probable que nous ayons déjà extrait le pétrole et le gaz les moins coûteux des régions productrices classiques. Les nouvelles réserves de pétrole et de gaz naturel deviennent de plus en plus onéreuses et difficiles à trouver.

Le fait que les réserves de pétrole et de gaz de régions productrices classiques s'amenuisent implique que, pour maintenir les approvisionnements, le Canada devra développer la production des régions pionnières, ce qui implique des coûts élevés de recherche, de mise en valeur et de transport, la production de pétrole synthétique à partir de gisements de sables bitumineux exploitables, qui est coûteuse, et le bitume de projets in situ qui, sans valorisation, n'est pas compatible avec les configurations actuelles des raffineries au Canada.

Étant donné nos prévisions de prix, relativement peu de projets importants et seules quelques réserves limitées provenant des régions pionnières devraient être mis en valeur au cours de notre période d'étude. Dans le scénario de prix élevé, les nouvelles sources de pétrole brut léger dépassant nos approvisionnements traditionnels se limiteront probablement à la production du champ Hibernia et de la mer de Beaufort et à la valorisation de quantités limitées de pétrole brut lourd et de bitume. Aucun nouveau projet d'envergure n'est inclus dans le scénario de prix bas du pétrole, mis à part l'usine de valorisation de pétrole brut lourd actuellement en construction en Saskatchewan.

Il est difficile d'évaluer dans quelle mesure le bitume ou le pétrole brut lourd seront valorisés pour donner du brut léger synthétique. Les ressources en sables pétrolifères sont connues et les quantités récupérables sont très importantes. La question est de savoir si les rapports prix/coûts escomptés sont tels qu'ils rendraient économiquement viable la production de brut léger synthétique. Les usines d'extraction de sables pétrolifères (telles que Syncrude et Suncor) sont des opérations de grande envergure assujetties à d'importants risques économiques. Nos coûts estimatifs de construction et d'exploitation nous indiquent que, dans notre scénario de prix élevé les nouvelles usines se classent dans la catégorie de celles qui sont économiquement viables; cependant, il y a très peu de marge d'erreur dans les coûts estimatifs ou dans les recettes escomptées. Étant donné que ces usines nécessitent d'énormes investissements d'amont et un délai de démarrage considérable, et parce qu'il plane une grande incertitude quant aux coûts ultimes et aux prix du pétrole, nous ne présumons pas que d'importantes nouvelles usines seront construites. Cependant, la réduction des coûts, l'amélioration des techniques et une période soutenue de prix intéressants pour le pétrole pourraient stimuler la confiance des investisseurs et aboutir à la construction d'usines nouvelles ou agrandies de traitement des sables bitumineux au cours des vingt prochaines années.

Les perspectives de la valorisation du bitume produit par les méthodes in situ sont plus favorables et, dans le scénario de prix élevé, nous avons prévu la construction de deux usines de valorisation en plus de celle qui est actuellement en construction en Saskatchewan. Comme dans le cas des usines d'extraction de sables pétrolifères, les perceptions changeantes quant aux risques et quant aux rapports améliorés de prix/coûts pourraient inciter à construire davantage d'installations de valorisation au cours de la période d'étude que nous ne l'avons prévu.

Nos prévisions quant au prix du gaz naturel et à l'approvisionnement en cette forme d'énergie au Canada, pourraient bien s'avérer basses. Au

cas où les prix du gaz s'élèveraient par rapport aux prix du pétrole ou suivraient ce que nous avons appelé un scénario de différenciation des prix, au lieu de suivre à la trace les prix du mazout lourd comme nous l'avons présumé, il se pourrait bien que nous assistions à la mise en valeur, à un rythme plus rapide, du potentiel en gaz de l'Ouest canadien et des régions pionnières. En outre, dans ces circonstances, la demande intérieure serait plus faible et le potentiel d'exportation de gaz naturel serait plus élevé que prévu.

En ce qui concerne le charbon et l'électricité, les perspectives sont plus encourageantes. Le Canada possède d'abondantes ressources de charbon et d'uranium et d'abondantes ressources hydrauliques. Le coût réel de l'électricité produite à partir de nouvelles usines augmentera sans doute progressivement au cours de la période d'étude, mais il est peu probable que nous connaissions des problèmes d'approvisionnements ou d'importantes hausses de prix.

Les rapports entre les prix et les coûts de l'énergie sont décisifs pour les résultats de notre analyse de l'offre et nous avons souligné les incertitudes associées aux perspectives relatives au prix mondial du pétrole.

Des incertitudes planent aussi quant aux perspectives des coûts de mise en valeur et de production. Des progrès technologiques seront réalisés, ce qui devrait, à la longue, réduire les coûts liés aux approvisionnements. Il est sans doute tout aussi vrai que nos estimations de coûts, basées essentiellement sur l'expérience d'une période d'inflation sévère, ont surestimé les coûts potentiels de l'offre future d'énergie, ce qui nous a mené à en sous-estimer la disponibilité.

Bilans énergétiques et répercussions

Dans les deux scénarios de prix, il est probable que le Canada dépendra, dans l'avenir, de plus en plus des importations de pétrole brut léger. Cette dépendance pourrait être sensiblement réduite dans le scénario de prix élevé si davantage d'usines de valorisation du pétrole lourd que nous n'en avons prévu étaient construites. Dans le scénario de prix bas, du pétrole brut importé serait nécessaire en Ontario.

Le Canada est actuellement un exportateur net de produits pétroliers. Cette situation changera probablement dans les années 1990 dans le scénario de prix bas car des importations considérables de produits pétroliers semblent être requises d'ici 2005. Cependant, dans le scénario de prix élevé, le Canada continue d'être un exportateur net de produits pétroliers (bien que les quantités décroissent progressivement) tout au cours de la période d'étude.

Une offre excédentaire de pétrole brut lourd continuera vraisemblement d'exister dans les deux scénarios. L'offre excédentaire diminue dans le scénario de prix bas, mais augmente substantiellement dans celui de prix élevé.

Une question surgit souvent quant à l'autosuffisance à long terme du Canada en matière de pétrole. L'autosuffisance en matière de pétrole ne signifie pas nécessairement l'égalité entre la production et l'utilisation, au Canada, de chaque catégorie de pétrole brut et de produits pétroliers. Dans le scénario de prix bas, les exportations potentielles de pétrole brut lourd sont inférieures aux importations requises de pétrole brut léger et de produits pétroliers. Dans le scénario de prix élevé, les exportations potentielles de pétrole brut lourd et de produits pétroliers sont plus élevées que les importations évaluées de pétrole brut léger. Le rôle du commerce international dans l'équilibrage de l'offre et de la demande de pétrole léger et lourd serait réduit si la capacité canadienne de valorisation était plus importante que nous ne l'avons prévu.

En ce qui concerne le gaz naturel, nous prévoyons que, dans les deux scénarios de prix, les approvisionnements des régions classiques satisferont la demande, y compris les exportations en vertu des autorisations existantes, jusqu'à l'an 2000 ou au-delà. Nos prévisions, étant fondées sur des prix du gaz naturel supposés être les mêmes pour toutes les catégories de clients, pourraient bien sous-évaluer les prix futurs, les excédents et les exportations potentielles. Les points d'intersection prévus indiquent qu'il faudra apporter certains rajustements pour équilibrer l'offre et la demande, peut-être même une augmentation du prix du gaz naturel par rapport à celui du pétrole.

Les bilans relatifs à l'éthane, au propane et aux butanes suivent en gros ceux du gaz naturel. En ce qui concerne les pentanes plus, une demande excédentaire, essentiellement attribuable aux besoins de diluants, pourrait apparaître dès 1989 dans le scénario de prix élevé. La demande de diluants, qui ne peut être satisfaite par les pentanes plus canadiens, peut être satisfaite par les importations ou par leur remplacement par du pétrole brut léger ou des naphtas raffinés.

Le Canada continuera vraisemblablement d'être un exportateur net de charbon dans les deux scénarios de

prix du pétrole en raison des exportations nettes prévues de charbon métallurgique. L'ampleur de nos exportations dépendra de nos coûts de production et de transport par rapport à ceux d'autres pays.

Dans les deux scénarios de prix, les exportations d'électricité s'accroissent dans les années 1990, puis décroissent légèrement par rapport à ces niveaux vers la fin de la période d'étude.

Une question importante est de savoir dans quelle mesure la capacité de production et de transport d'électricité sera développée plus rapidement que requise pour utilisation au Canada, en réponse à la demande américaine d'électricité en provenance du Canada. Nous avons inclus dans nos projections des exportations potentielles de ce genre en provenance de la Colombie-Britannique, du Manitoba et du Québec, bien que les projets et négociations soient, dans tous les cas, encore en cours. L'autre question clé, assortie de répercussions sur la demande d'énergie primaire, est de savoir si la future capacité de production d'électricité sera fondée sur des centrales hydroélectriques, nucléaires ou thermiques, spécialement en Ontario. L'utilisation accrue du charbon aurait d'importantes répercussions sur les importations du charbon, ou sur la production canadienne, ou sur les deux.

Dans l'ensemble, notre analyse suggère que mis à part l'électricité et le charbon, les choix énergétiques pour le Canada au cours de la période d'étude et au-delà consistent à mettre en valeur les hydrocarbures des régions pionnières, à en importer, ou à mettre au point des substituts canadiens à partir de sources non classiques. Il est probable que ces trois options seront de plus en plus requises pour compenser l'amenuisement des ressources de l'Ouest canadien et pour assurer une certaine sécurité énergétique.

L'existence de ressources dans les régions pionnières et de ressources non classiques n'est pas mise en question; il s'agit plutôt de savoir si ces ressources peuvent être mises en valeur de façon viable étant donné les perspectives des futurs rapports prix/coûts. Si nos évaluations de prix prévalaient, étant donné l'état actuel de la technologie, et en présumant que nos estimations relatives aux coûts des approvisionnements sont généralement valides, il n'est pas certain que ces ressources seraient mises en valeur à grande échelle.

La sécurité énergétique peut aussi résulter des économies d'énergie Notre analyse de la demande montre que, à la longue et compte tenu des signaux appropriés donnés par les prix, il est possible que la substitution d'une forme d'énergie à une autre se poursuive. Cela nous mène à une autre observation: nous avons commencé avec des prévisions de prix relatives à des sources particulières d'énergie et nous avons élaboré les répercussions de ces hypothèses et d'autres hypothèses concernant l'offre et la demande de produits énergétiques particuliers. Cependant, les marchés énergétiques ne fonctionnent pas séparément; il existe entre eux des interactions complexes et continuelles qui se font collectivement sentir pour équilibrer l'offre et la demande d'énergie dans son ensemble.

La véritable question n'est pas de savoir si les marchés énergétiques s'adapteront; à la longue, il est probable qu'ils le feront. La question relative à la sécurité énergétique est de savoir si le processus d'adaptation sera ou non opportun et efficace, afin d'éviter des pénuries temporaires de formes particulières d'énergie dont dépendent les consommateurs. Plusieurs facteurs pourraient empêcher ce processus d'adaptation. Par exemple, il n'est pas certain qu'au cours des vingt prochaines années, le régime d'établissement des prix donnera nécessairement les signaux appropriés aux producteurs et aux consommateurs; il pourrait aussi se produire, sur les marchés mondiaux, des perturbations tellement sérieuses que les changements de prix, à eux seuls, ne seront peut-être pas en mesure d'équilibrer l'offre et la demande à court terme.

Notre étude n'avait pas pour but d'évaluer la nature ou la pertinence des processus d'adaptation sur les marchés de l'énergie. Elle avait plutôt pour but de montrer clairement là où des pressions pourraient se faire sentir.

Nous avons mentionné que la pression sur la demande peut être allégée par un certain nombre de moyens; il ne s'ensuit pas nécessairement qu'une augmentation de l'offre canadienne du produit de base en question est soit requise, soit souhaitable. Des substitutions de sources d'énergie à d'autres et des économies d'énergie peuvent être réalisées dans l'avenir, et elles le seront, comme cela s'est déjà passé. Pour savoir si l'autosuffisance de n'importe quelle forme d'énergie serait souhaitable, il faudrait effectuer une évaluation des coûts ou avantages nets de cet objectif, ce qui dépasserait la portée de notre étude.

Liste des tableaux en annexe

ANNEXE 1

A1-1 Abréviations des noms, des termes et des unités 143

A1-2 Facteurs de conversion 145

A1-3 Définitions 147

ANNEXE 2

A2-1 Prix mondiaux du pétrole 155

A2-2 Moyenne des taux annuels de croissance du produit intérieur brut réel - Canada et régions 156

ANNEXE 3

A3-1 Données historiques - Demande d'énergie - Utilisation finale par secteur et demande primaire par combustible - Canada 157

A3-2 Demande d'énergie - Utilisation finale par secteur et demande primaire par combustible - Canada et régions 159

A3-3 Bilan global de l'énergie - Canada 175

A3-4 Données historiques Demande d'énergie pour utilisation finale par combustible - Canada 193

A3-5 Prix relatifs de l'énergie par région et secteur 194

A3-6 Demande d'énergie pour utilisation finale par combustible Canada et régions 201

A3-7 Répartition de la demande d'énergie finale par combustible et secteur - Canada et régions 211

A3-8 Prix de détail réels moyens par région et secteur 227

ANNEXE 4

A4-1 Moyennes des taux annuels de croissance de la demande d'électricité - Canada et les régions 235

A4-2 Données historiques Demande globale d'électricité par secteur - Canada 236

A4-3 Demande globale d'électricité par secteur - Canada 237

A4-4 Capacité de production par type de combustible Canada, provinces et territoires 238

A4-5 Production d'énergie par type de combustible Canada, provinces et territoires 254

A4-6 Demande de sources de combustible aux fins de la production d'électricité - Canada 270

A4-7 Exportations d'électricité nettes 271

A4-8 Exportations d'électricité par type de combustible - Canada 272

ANNEXE 5

A5-1 Données historiques - Réserves établies et production cumulative de gaz naturel commercialisable des zones de production classiques 273

A5-2 Données historiques et prévisions - Forages d'exploration de gaz naturel et additions aux réserves de gaz naturel commercialisables - Zones classiques 274

A5-3 Données historiques Offre et demande de gaz naturel - Canada - Zones classiques 275

A5-4 Taux de raccordement des réserves de gaz naturel 276

A5-5 Capacité de productior à partir des réserves établies de gaz naturel - Canada 277

A5-6 Capacité de production de gaz naturel à partir de toutes les sources 279

A5-7 Données historiques et projections Exportations de gaz naturel autorisées en vertu de licences vers les marchés régionaux des États-Unis 281

A5-8 Offre et demande de gaz naturel - Zones classiques 282

ANNEXE 6

A6-1 Données historiques - Réserves établies initiales et réserves restantes de pétrole brut conventionnel Zones de production classiques 285

A6-2 Réserves établies et capacité de production de pétrole brut conventionnel - Zones de production classiques 286

A6-3 Réserves établies et capacité de production de pétrole brut conventionnel par gisement, oléoduc et région Zones de production classiques 287

A6-4 Données historiques et projections Forages d'exploration pour le pétrole et additions aux réserves de pétrole brut conventionnel au moyen de la récupération primaire - Zones de production classiques 305

A6-5 Additions aux réserves et potentiels ultimes de pétrole brut conventionnel dans les régions productrices classiques . 306

A6-6 Additions annuelles aux réserves de pétrole brut léger conventionnel - Zones de production classiques ... 307

A6-7 Additions annuelles aux réserves de pétrole brut lourd conventionnel - Zones de production classiques ... 308

A6-8 Capacité de production des additions aux réserves de pétrole brut léger conventionnel - Zones productrices classiques 309

A6-9 Capacité de production des additions aux réserves de pétrole brut lourd conventionnel - Zones productrices classiques 310

A6-10 Cédule de projets approuvés de récupération assistée de pétrole au moyen de fluides miscibles ... 311

A6-11 Capacité de production de projets identifiés d'exploitation des sables bitumineux ... 312

A6-12 Offre de pétrole brut synthétique et de pétrole provenant des zones pionnières ... 313

A6-13 Données historiques - Production de pétrole brut et d'équivalents Zones productrices classiques ... 314

A6-14 Capacité de production de pétrole brut et d'équivalents - Canada ... 315

A6-15 Données historiques Offre et demande primaire du pétrole - Canada ... 317

A6-16 Demande totale de produits pétroliers - Canada et régions ... 319

A6-17 Besoins en charge d'alimentation des raffineries Canada et régions ... 335

A6-18 Offre et demande de pétrole brut et d'équivalents pour le Canada ... 341

ANNEXE 7

A7-1 Données hitoriques Production de liquides de gaz naturel - Canada ... 345

A7-2 Production de liquides de gaz naturel - Canada ... 346

A7-3 Production d'éthane des usines de gaz - Canada et provinces ... 347

A7-4 Production de propane des usines de gaz - Canada et provinces ... 348

A7-5 Production de butanes des usines de gaz - Canada et provinces ... 350

A7-6 Production de pentanes plus des usines de gaz Canada et provinces ... 352

A7-7 Production de propane des raffineries - Canada et provinces ... 358

A7-8 Production de butanes des raffineries - Canada et provinces ... 359

A7-9 Demande pour utilisation finale d'éthane, propane et butanes par secteur - Canada ... 360

A7-10 Offre et demande en éthane - Canada ... 361

A7-11 Offre et demande en propane - Canada ... 362

A7-12 Offre et demande en butanes - Canada ... 363

ANNEXE 8

A8-1 Données historiques Production, importations et exportations de charbon - Canada ... 365

A8-2 Estimations des ressources canadiennes en charbon (1984) ... 366

A8-3 Offre et demande de charbon - Canada ... 368

Annexe 1

Tableau A1-1
Abréviations des noms, des termes et des unités

Noms	
"Loi"	La Loi sur l'Office national de l'énergie
"ANG"	Alberta Natural Gas Company Limited
"A & S"	Alberta and Southern Gas Company Limited
"(l') Office" ou "ONÉ"	(l') Office national de l'énergie
"CANMET"	Centre canadien de la technologie des minéraux et de l'énergie
"APGTC"	Administration du pétrole et du gaz des terres du Canada
"APC"	Association pétrolière du Canada
"El Paso"	El Paso Natural Gas Company
"FERC"	Commission fédérale de réglementation de l'énergie (É.-U.)
"CGC"	Commission géologique du Canada
"PIL" ou "Interprovincial"	Pipeline Interprovincial Limitée
"LOOP"	Louisiana Offshore Oil Port
"NGPA"	Natural Gas Policy Act (É.-U.)
"Northwest"	Northwest Pipeline Corporation
"OCDE"	Organisation de coopération et de développement économiques
"OPEP"	Organisation des pays exportateurs de pétrole
"Pan-Alberta"	Pan-Alberta Gas Limited
"PGT"	Pacific Gas Transmission Company
"PG & E"	Pacific Gas and Electric
"Rapport de septembre 1984"	**L'énergie au Canada - Offre et demande 1983-2005** Rapport technique et rapport sommaire, Office national de l'énergie, septembre 1984
"SoCal"	Southern California Gas Company
"TCPL" ou "TransCanada"	TransCanada PipeLines Limited
"Trans Mountain"	Trans Mountain Pipe Line Company Ltd
"É.-U."	États-Unis
"WTCL" ou "Westcoast"	Westcoast Transmission Company Limited

Tableau A1-1 (suite)
Abréviations des noms, des termes et des unités

Termes

HPE	Hors de portée économique
EPC	Économies à planification centrale
RAP	Récupération assistée de pétrole
PIB	Produit intérieur brut
DNB	Dépense nationale brute
PNB	Produit national brut
GPL	Gaz de pétrole liquéfié
LGN	Liquides de gaz naturel
GNV	Gaz naturel pour véhicules
PIR	Produit intérieur réel

Unités

Préfixe	Multiple	Symbole
kilo-	10^3	k
méga-	10^6	M
giga-	10^9	G
téra-	10^{12}	T
péta-	10^{15}	P
exa-	10^{18}	E

Btu = British thermal unit (unité thermique britannique)
$ = dollars canadiens
US$ = dollars américains

GJ	gigajoule	=	10^9 Joules
TJ	térajoule	=	10^{12} J
PJ	pétajoule	=	10^{15} J
EJ	exajoule	=	10^{18} J
kW	kilowatt	=	10^3 Watts
kW.h	kilowatt heure	=	10^3 W.h
MW	mégawatt	=	10^3 kW
MW.h	mégawatt heure	=	10^3 kW.h
GW	gigawatt	=	10^6 kW
GW.h	gigawatt heure	=	10^6 kW.h
TW	térawatt	=	10^9 kW
TW.h	térawatt heure	=	10^9 kW.h

Facteurs de conversion

Métrique	Équivalences dans le système impérial
1 mètre cube de pétrole	
(15°C et 922 kg/m^3)	=6,292 26 barils (60°F et 22°API)
(15°C et 855 kg/m^3)	=6,292 58 barils (60°F et 34°API)
(15°C et 739 kg/m^3)	=6,294 03 barils (pression d'équilibre, 60°F et 60°API)
1 mètre cube de gaz naturel (101,325 kilopascals et 15°C)	=35,301 01 pieds cubes (14,73 lb/po^2 de pression absolue et 60°F)
1 mètre cube d'éthane (pression d'équilibre et 15°C)	=6,330 barils d'éthane (pression d'équilibre et 60°F)
	=9,930 milliers de pieds cubes de gaz d'éthane (14,73 lb/po^2 de pression absolue et 60°F)
1 mètre cube de propane (pression d'équilibre et 15°C)	=6,300 0 barils de propane (pression d'équilibre et 60°F)
1 mètre cube de butanes (pression d'équilibre et 15°C)	=6,296 8 barils de butanes (pression d'équilibre et 60°F)
1 tonne	=1,102 311 tonne
1 kilojoule	=0,948 213 3 unité thermique britannique (Btu)
1 gigajoule (GJ)	=environ 0,95 million de Btu, ou 0,95 millier de pieds cubes de gaz naturel à 1000 Btu/pi^3
1 pétajoule (PJ)	=environ 0,95 milliard de pieds cubes de gaz naturel, 165 000 barils de pétrole ou 0,28 térawatt-heure d'électricité

Facteurs du contenu brut d'énergie

Gaz naturel		
C.-B.	- intérieur	39,10 MJ/m^3
	- Huntingdon	39,10 MJ/m^3
	- Kingsgate	37,65 MJ/m^3
	- Grassy Point	38,20 MJ/m^3
Alberta	- intérieur	38,80 MJ/m^3
	- Cardston	37,65 MJ/m^3
	- Aden	36,06 MJ/m^3
À l'est de l'Alberta		37,65 MJ/m^3
Éthane (liquide)		18,36 GJ/m^3
Propane (liquide)		25,53 GJ/m^3
Butanes (liquides)		28,62 GJ/m^3
Pétrole brut		
Léger et moyen		38,51 GJ/m^3
Lourd		40,90 GJ/m^3
Pentanes plus		35,17 GJ/m^3
Charbon		
Bitumineux		29,30 GJ/tonne
Sub-bitumineux		19,76 GJ/tonne
Lignite		15,35 GJ/tonne
Utilisation intérieure moyenne		24,00 GJ/tonne

Produits pétroliers	
Essence pour aviation	33,52 GJ/m^3
Essence pour moteur	34,66 GJ/m^3
Charges d'alimentation pétrochimique	35,17 GJ/m^3
Utilisation spéciale du naphte	35,17 GJ/m^3
Carburéacteur	35,93 GJ/m^3
Kérosène	37,68 GJ/m^3
Diesel	38,68 GJ/m^3
Mazout léger	38,68 GJ/m^3
Lubrifiants et graisses	39,16 GJ/m^3
Mazout lourd	41,73 GJ/m^3
Gaz de distillats	41,73 GJ/m^3
Asphalte	44,46 GJ/m^3
Coke de pétrole	42,38 GJ/m^3
Autres produits	39,82 GJ/m^3
Électricité	
Secondaire	3,6 MJ/kW.h
Primaire Hydroélectricité	3,6 MJ/kW.h
Nucléaire	12,1 MJ/kW.h

Définitions	
Additions aux réserves	Accroissement des réserves établies en raison de la découverte de nouveaux gisements et de la valorisation des réserves.
Biomasse	Matières organiques telles le bois, les déchets de récoltes, les ordures ménagères et les déchets d'usines, utilisées pour la production d'énergie.
Bitume	Voir "bitume brut"
Bitume brut	Pétrole brut très lourd ou goudron composé d'un mélange visqueux qu'on trouve à l'état naturel et qui comprend surtout des hydrocarbures plus lourds que le pentane; ce mélange peut comprendre des composés sulfureux et d'autres minéraux et, dans son état visqueux naturel, il ne peut être récupéré économiquement au moyen d'un puits.
Capacité (électricité)	La quantité maximale de puissance que peut produire, utiliser ou transférer, une machine ou un appareil, exprimée en kilowatt ou en un multiple de ce dernier.
Capacité de livraison	Voir "possibilités de livraison"
Capacité de pointe	Équipement de production d'électricité qui est disponible de façon à répondre à la portion de la charge qui n'est demandée que pendant quelques heures au cours d'une journée.
Capacité de production	Le taux estimatif de production de gaz naturel, de pétrole brut ou de bitume brut à partir d'un puits, d'un gisement ou d'une autre formation, sans égard à la demande, en tenant compte des caractéristiques du gisement, des considérations économiques, des limites en matière de réglementation, de la faisabilité de forages intercalaires et(ou) d'installations additionnelles de production, de la disponibilité d'installations de collecte, de traitement et de transport, et des pertes éventuelles attribuables aux pannes mécaniques.
Capacité de production de la charge de base	Équipement de production d'électricité qui répond à la demande de charge pendant la majeure partie de l'année.
Capacité de transfert	La capacité globale des lignes internationales ou interprovinciales de transport d'électricité, compte tenu des installations électriques connexes, de transférer puissance et énergie d'un réseau électrique à un autre.
Capacité disponible (électricité)	La somme de la capacité installée d'un réseau et des achats d'énergie garantis.
Capacité inutilisée	Capacité de production inutilisée des gisements pétroliers et gaziers ou des régions productrices.
Capacité restante (électricité)	La différence entre la capacité disponible et la demande de pointe du réseau. La capacité restante comprend la marge de capacité disponible pour 1enir compte de l'entretien prévu, des interruptions d'urgence, de la quantité nécessaire à l'exploitation du réseau et des charges imprévues. À l'échelle nationale, il s'agit de la différence entre la capacité disponible nette des réseaux du Canada et la somme des demandes de charge de pointe des réseaux, sans égard aux différences chronologiques entre les charges des réseaux.

Tableau A1-3 (suite)
Définitions

Charge d'alimentation	Matière première qui alimente une raffinerie ou une usine pétrochimique.
Condensat	Dans ce rapport, synonyme de pentanes plus.
Convertisseur basique	Technique utilisée pour la fabrication de l'acier, qui consiste à soumettre à des jets d'oxygène pur du fer brut en fusion, additionné de chaux. L'oxygène provoque la combustion du carbone pour produire de l'acier.
Coproduction	Une installation qui peut produire à la fois de la vapeur pour le chauffage ainsi que de l'électricité, d'où une amélioration globale de l'efficacité de la conversion.
Coulée en continu	Technique qui consiste à couler directement de l'acier en fusion en sections plus petites et plus minces dans un laminoir de produits primaires sans qu'il soit nécessaire de réchauffer les lingots d'acier.
Coût d'achat à la raffinerie	Le prix du pétrole brut à la livraison à la raffinerie, y compris tous les frais de transport jusqu'à ce lieu.
Coût social des approvisionnements	Le total des frais d'immobilisation et d'exploitation par unité de production, sans tenir compte des redevances, des taxes, des subventions ou des primes d'encouragement, actualisé selon le coût social d'option estimatif des immobilisations au Canada.
Cycle de vie fixe	La période du cycle productif d'une ressource au cours de laquelle la production est maintenue à un taux constant.
Déchets de bois	Désigne les déchets de bois et la liqueur de pâte.
Demande d'énergie pour utilisation finale (ou demande d'énergie secondaire)	Énergie utilisée par les consommateurs ultimes à des fins résidentielles, commerciales, industrielles et de transport, et les hydrocarbures utilisés à des fins non énergétiques comme les charges d'alimentation pétrochimique.
Demande d'énergie primaire	Représente le total des besoins en énergie à toutes fins, au Canada, y compris l'énergie utilisée par le consommateur ultime, l'énergie utilisée à titre d'intermédiaire pour transformer une forme d'énergie en une autre (p. ex., le charbon en électricité), et l'énergie utilisée par les fournisseurs en vue d'offrir l'énergie au marché (p. ex., le carburant pour les compresseurs). Par définition: La demande d'énergie primaire = demande d'énergie pour utilisation finale + l'énergie consommée par l'industrie de l'énergie - la demande d'électricité et de vapeur + l'énergie utilisée pour produire de l'électricité et de la vapeur + les autres pertes de conversion

Demande de pointe (électricité)	Le niveau le plus élevé de puissance que peuvent demander des clients d'un réseau d'électricité, au cours d'une période précise, ordinairement un an, (c'est-à-dire à un grand ou à un petit service public ou à une industrie particulière produisant elle-même son électricité). La demande de pointe est exprimée en kilowatt ou en un multiple de ce dernier.
Distillats moyens	La gamme des produits pétroliers raffinés qui comprend le kérosène, le mazout domestique, le combustible diesel et le mazout léger.
Énergie garantie	Énergie électrique devant être disponible en tout temps au cours de la période visée par une entente.
Énergie interruptible	Puissance ou énergie électrique rendue disponible aux termes d'une entente qui prévoit la réduction ou l'interruption de la livraison, à la discrétion du fournisseur.
Énergie solaire - système actif	Système de captage d'énergie solaire qui transfère la chaleur du rayonnement solaire captée au moyen de dispositifs mécaniques.
Énergie solaire - système passif	Système de captage d'énergie solaire permettant de capter et d'utiliser le rayonnement solaire directement pour le chauffage des locaux, de l'eau ou autres, sans l'apport de dispositifs mécaniques.
Exportations d'électricité	Transfert de puissance ou d'énergie d'un réseau public canadien à un réseau américain. Cette exportation nécessite l'approbation de l'ONÉ.
Facteur de charge	Rapport entre la charge moyenne au cours d'une période déterminée et la charge maximale connue pendant la même période, exprimé en pourcentage.
Forage intercalaire	Forage de puits additionnels dans les limites définies d'un gisement de gaz ou de pétrole.
Gaz associé	Gaz naturel, habituellement désigné par l'expression "chapeau de gaz", superposé et en contact avec un gisement de pétrole brut.
Gaz de pétrole liquéfiés (GPL)	Dans le présent rapport, ce terme désigne les hydrocarbures suivants: propane, butanes ou des mélanges de ceux-ci.
Gaz en solution	Gaz naturel dissous dans le pétrole brut d'un gisement, aux conditions initiales de ce dernier et dont la récupération est concomitante à celle du pétrole brut.
Gaz naturel brut	Gaz naturel non traité.
Gaz naturel commercialisable	Gaz naturel qui répond aux normes d'utilisation finale.
Gaz naturel synthétique (GNS)	Gaz naturel extrait des liquides du pétrole, du charbon ou du bois.
Gaz non associé	Gaz naturel qui n'est pas en contact avec le pétrole brut d'un gisement.
Gazéification du bois	La production de gaz naturel synthétique à partir du bois.
Gazéification du charbon	La production de gaz naturel synthétique à partir du charbon.
Indice de durée des réserves	Réserves restantes divisées par la production annuelle.
Injection d'eau	Technique de récupération assistée qui consiste à injecter de l'eau dans un gisement de pétrole afin d'en augmenter la récupération.

Tableau A1-3 (suite)
Définitions

Injection de dioxyde de carbone (CO_2)	Technique de récupération assistée qui consiste à injecter du gaz carbonique dans un gisement de pétrole afin d'en augmenter la récupération.
Injection de fluides miscibles	Technique de récupération assistée par laquelle on injecte dans un gisement, afin d'en augmenter la récupération, un fluide capable de se dissoudre entièrement dans le pétrole.
Injection de produits chimiques	Technique de récupération assistée selon laquelle on injecte de l'eau contenant des produits chimiques dans un gisement de pétrole afin d'en augmenter la récupération.
Injection de solvant miscible	Voir "Injection de fluides miscibles"
Intensité énergétique	Dans les secteurs de l'industrie, du commerce et des transports autres que celui de l'automobile, l'intensité énergétique désigne la quantité d'énergie utilisée par unité de production. Dans le secteur résidentiel, il s'agit de l'énergie utilisée par ménage, et, en ce qui concerne les automobiles, de l'énergie utilisée par véhicule. L'énergie totale pour utilisation finale par unité de PNB constitue une mesure de l'efficacité avec laquelle l'énergie est utilisée dans l'ensemble de l'économie.
Liquéfaction du bois	La production de liquides (p. ex., le méthanol) tirés du bois.
Liquéfaction du charbon	La production de pétrole brut synthétique ou d'un combustible liquide connexe à partir du charbon.
Liqueur de pâte (connuesous le nom de liqueur résiduaire ou de liqueur noire)	Substance renfermant surtout de la lignine, d'autres constituants du bois et des produits chimiques se trouvant dans les sous-produits de la fabrication de la pâte chimique. Elle peut être brûlée pour produire de la vapeur ou de l'électricité thermique.
Liquides de gaz naturel (LGN)	Ces liquides englobent les hydrocarbures suivants: éthane, propane, butanes et pentanes plus ou une combinaison de ceux-ci.
Mazout léger	Dans ce rapport, le terme mazout léger désigne le fuel oil domestique (mazout n^{o} 2), le kérosène et le combustible domestique (mazout n^{o} 1). Le fuel oil domestique est le mazout léger le plus utilisé au Canada.
Mazout lourd	Dans ce rapport, le terme mazout lourd comprend le mazout de soute de catégories n^{os} 5 et 6 et le mazout industriel n^{o} 4.
Pentanes plus	Un liquide extrait du gaz naturel et qui se compose essentiellement de pentanes et d'hydrocarbures plus lourds.
Perméabilité	Mesure de l'aptitude d'une roche réservoir à se laisser traverser par un fluide (liquide ou gaz).
Pétrole brut et hydrocarbures équivalents	Appelé parfois "pétrole brut et équivalents", il comprend le pétrole brut léger et lourd, les pentanes plus, le bitume et le pétrole brut synthétique.
Pétrole brut expérimental	Pétrole brut provenant des projets pilotes visant l'étude de nouvelles techniques de récupération.
Pétrole brut léger	Terme désignant le pétrole brut de faible densité. L'annexe A6-3 montre la production des gisements de pétrole brut qui sont compris dans la catégorie brut léger de l'ONÉ.

Pétrole brut lourd	Terme désignant le pétrole brut à densité élevée. L'annexe A6-3 montre la production des gisements de pétrole brut qui sont compris dans la catégorie brut lourd de l'ONÉ.
Pétrole brut synthétique	Pétrole brut obtenu par le traitement du bitume brut.
Possibilités de livraison	Terme général utilisé pour définir la capacité de production de gaz naturel d'un puits, d'un gisement ou d'une autre formation.
Potentiel ultime	Une évaluation des réserves établies initiales qui, prévoit-on, auront été découvertes dans une région à la fin de tous les travaux de recherche et de mise en valeur, compte tenu des caractéristiques géologiques de cette région, des conditions économiques futures et des développements technologiques anticipés. Le potentiel ultime englobe la production cumulative, les réserves établies restantes et les additions futures résultant de l'extension et de la révision des gisements actuels et de la découverte de nouveaux gisements.
Prix mondial du pétrole	Dans ce rapport, ce terme désigne le prix de vente officiel du pétrole brut West Texas Intermediate à Chicago.
Procédés thermiques	Technique de récupération assistée du pétrole par laquelle on injecte de la chaleur dans le gisement afin d'augmenter la récupération.
Production d'électricité	Technique de production d'énergie électrique. Dans ce rapport, ce terme désigne la quantité de cette énergie, calculée en kilowatt-heures ou en un multiple de ceux-ci, que des éléments individuels de production ou des groupes d'éléments de production peuvent raisonnablement produire en un an. La détermination de la production d'énergie électrique tient compte de divers facteurs, notamment du type de service pour lequel les éléments de production ont été conçus (c'est-à-dire, charge de pointe ou de base), de la disponibilité des combustibles, du coût des combustibles, des niveaux des eaux des rivières et des restrictions environnementales.
Production hydroélectrique	Électricité produite par une génératrice accouplée à une turbine hydraulique.
Production non classique	Production d'électricité par tous les moyens autres que la production hydro-électrique, la production des centrales thermiques utilisant du combustible nucléaire, du charbon, du pétrole ou du gaz naturel, la production de turbines alimentées au mazout ou au gaz naturel, ou la production par combustion interne. Par exemple, l'énergie solaire et l'énergie éolienne sont des formes de production d'électricité non classiques.
Production thermique	Conversion d'énergie où le combustible sert à produire de la chaleur qui est ensuite elle-même convertie en énergie mécanique, puis en électricité dans une génératrice. Il s'agit, en général, de charbon, de pétrole, de gaz ou d'uranium (nucléaire).
Programme d'encouragement du secteur pétrolier	Programme gouvernemental de subventions accordées pour encourager la recherche d'hydrocarbures et leur mise en valeur.
Projet de recyclage de gaz	Projet consistant à réinjecter dans un gisement, la totalité ou une partie du gaz naturel produit après en avoir extrait les liquides du gaz naturel.

Tableau A1-3 (suite)
Définitions

Purge rapide	Production de gaz à partir du chapeau de gaz d'un gisement de pétrole après l'épuisement de ce dernier, ou à partir d'un gisement de gaz de recyclage après cessation du recyclage.
Récupération assistée du pétrole (ou récupération assistée)	Voir "Récupération - assistée"
Récupération en place	Technique de récupération du bitume brut des sables pétrolifères, autrement que par l'exploitation à ciel ouvert.
Récupération - Primaire	Le volume de pétrole brut récupérable dans un gisement uniquement au moyen de méthodes naturelles d'épuisement.
- Secondaire	Le volume additionnel de pétrole brut récupérable dans un gisement au moyen de techniques de maintien de la pression telles l'injection d'eau ou de gaz.
- Tertiaire	Le volume additionnel de pétrole brut récupérable dans un gisement, au moyen d'autres techniques que la méthode naturelle d'épuisement et le maintien de la pression.
- Assistée	Le volume additionnel de pétrole brut récupérable dans un gisement, au moyen d'une technique d'exploitation différente de la méthode naturelle d'épuisement; la technique d'exploitation utilisée pour obtenir ce volume additionnel. La récupération assistée comprend les récupérations secondaire et tertiaire.
Réfection	
- d'une résidence	réfection d'une maison existante afin de réduire les pertes de chaleur. La réfection comprend différentes mesures comme l'addition de matériaux isolants, le calfeutrage, la pose de coupe-bise, l'addition ou l'amélioration de contre-portes ou de contre-fenêtres.
- d'un système de chauffage	remplacement de composantes données d'un système afin d'en améliorer le rendement tout en conservant la plus grande partie possible du système original.
- maisons R-2000	Maisons à très haut rendement énergétique qui devraient satisfaire aux normes du code du bâtiment de l'an 2000.
Régions classiques (ou traditionnelles)	En général, les provinces de l'Ouest, le Sud-Ouest de l'Ontario et la partie méridionale du Yukon et des Territoires du Nord-Ouest.
Régions pionnières	En général, les régions septentrionales et extracôtières du Canada.
Régions productrices classiques	Même définition que "régions classiques"
Rendement du combustible (rendement à la pointe du brûleur)	Rapport entre l'énergie utile que l'on obtient de la combustion d'un combustible et la teneur théorique en énergie du combustible utilisé. Le rendement d'un combustible de chauffage est inférieur à 100 pour cent, puisqu'il faut de l'air chaud pour la combustion et qu'il faut évacuer les gaz libérés. Pour d'autres applications, le rendement du combustible n'atteint pas 100 pour cent, en partie à cause de la chaleur perdue produite.

Réserves établies	Les réserves (pétrole et gaz), qui sont récupérables compte tenu de la technologie courante et des conditions économiques actuelles et prévues, et dont l'existence est prouvée de façon précise par des forages, des essais ou par l'exploitation, et les réserves récupérables contigues dont l'existence est établie avec un degré raisonnable de certitude à partir de l'interprétation et de l'évaluation de données géologiques, géophysiques et autres informations pertinentes.
Réserves établies initiales	Réserves établies avant déduction de toute production.
Réserves établies restantes	Réserves établies initiales, moins la production cumulative.
Réserves hors de porté économique	Réserves établies qui, en raison de leur taille, de leur emplacement ou de leur composition ne sont pas considérées comme économiquement viables pour le moment.
Réserves reportées	Réserves établies de gaz naturel qui ne sont pas commercialisées pour une raison particulière, habituellement parce qu'elles servent efficacement à récupérer le pétrole ou les GPL.
Résidus du bois	Combustible composé d'écorces, de copeaux, de sciures, de bois de qualité inférieure et de rebuts de bois provenant de l'exploitation d'usines de pâtes et papiers, de scieries et d'usines de contre-plaqué.
Sables pétrolifères ou sables bitumineux	Gisements de sable, de grès ou d'autres roches sédimentaires renfermant du bitume brut.
Scénario de prix élevé (pétrole)	Voir au chapitre 2, le tableau 2-2 et la figure 2-1.
Scénario de prix bas (pétrole)	Voir au chapitre 2, le tableau 2-2 et la figure 2-1.
Système hybride	Système de chauffage alimenté par deux types d'énergie qui sont utilisés au choix. Les systèmes les plus courants utilisent le pétrole et l'électricité.
Taux d'extraction	Taux quotidien moyen de production de gaz naturel par rapport au volume des réserves établies initiales attribué au(x) gisement(s) d'où le gaz est tiré. Par exemple, 1:7 300 représente une production quotidienne d'une unité pour 7 300 unités de réserves établies initiales.
Technique chimo-thermomécanique de préparation des pâtes (TCTMP)	Semblable à la technique thermo-mécanique, sauf que des produits chimiques sont ajoutés aux copeaux de bois pour parfaire le raffinage de la pâte par l'élimination de la lignine.
Technique de l'arc électrique	Utilisation d'arcs électriques dans un four pour produire des températures très élevées utilisées pour la fusion et le revêtement des métaux et le séchage industriel.
Technique de l'arc sous plasma	Utilisation d'arcs électriques dans un four à arc sous plasma, pour produire efficacement des températures très élevées destinées à des utilisations telles que la fusion et le revêtement des métaux et le séchage industriel.
Techniques thermo-mécaniques de la production de pâtes (TTMP)	Technique utilisée dans l'industrie des pâtes et papiers. L'énergie mécanique produite par l'électricité sert à traiter à la vapeur les copeaux de bois et à les raffiner pour les transformer en pâte. La vapeur attendrit les copeaux de bois, ce qui permet de produire une pâte de qualité supérieure à celles obtenues par d'autres techniques. La vapeur récupérée peut servir au chauffage de locaux ou au séchage des fibres de pâte.

Tableau A1-3 (suite)
Définitions

Tête du puits	D'une façon particulière, l'équipement utilisé pour exercer un contrôle sur un puits à partir de la surface. D'une façon générale, un point de référence ou de livraison du réseau de production.
Transport	Le déplacement ou le transfert d'électricité entre deux points d'un réseau d'électricité et entre les réseaux.
Usine de chevauchement	Usine de traitement du gaz naturel, située le long d'un réseau principal de transport du gaz, qui extrait les LGN du gaz circulant dans le réseau.
Valorisation des réserves	Réévaluation à la hausse des réserves établies en raison de l'extension des gisements actuels et(ou) de la révision des estimations antérieures des réserves.
Valorisation du bitume ou du pétrole brut lourd	Dans ce rapport, ce terme désigne le processus de pré-raffinage du bitume ou du pétrole brut lourd par lequel on obtient du pétrole brut synthétique.
Zones productrices classique	Même définition que "régions classiques".

Annexe 2

Tableau A2-1
Prix mondiaux du pétrole

	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1995	2000	2005
($ U.S. 1986 / baril)										
Scénario de prix bas	31,23	28,80	14,00	14,00	14,00	15,00	16,00	18,00	18,00	18,00
Scénario de prix élevé	31,23	28,80	16,00	17,00	18,00	20,00	22,00	27,00	27,00	27,00
($CAN 1986 / mètre cube)										
Scénario de prix bas	259,04	250,16	124,22	123,72	121,98	131,20	140,05	153,09	150,81	150,90
Scénario de prix élevé	259,04	250,16	141,96	149,08	155,04	170,95	187,39	220,38	216,85	217,14

Nota: W.T.I à Chicago.

Tableau A2-2
Moyenne des taux annuels de croissance du produit intérieur brut réel
Canada et régions

(Pourcentage annuel)

	1984-1990	1990-1995	1995-2000	2000-2005
Atlantique				
Scénario de prix bas	2,1	1,5	2,6	2,8
Scénario de prix élevé	2,2	1,6	2,4	2,4
Terre-Neuve				
Scénario de prix bas	2,1	-1,0	3,2	3,0
Scénario de prix élevé	3,6	0,7	3,4	2,7
Ile du Prince Édouard				
Scénario de prix bas	2,1	2,3	2,5	2,6
Scénario de prix élevé	1,7	2,1	2,3	2,3
Nouvelle-Écosse				
Scénario de prix bas	1,3	2,2	2,3	2,6
Scénario de prix élevé	0,9	1,9	2,0	2,3
Nouveau-Brunswick				
Scénario de prix bas	3,2	2,2	2,5	2,8
Scénario de prix élevé	2,8	1,8	2,2	2,4
Centre du Canada				
Scénario de prix bas	3,7	2,5	2,5	3,1
Scénario de prix élevé	3,1	2,1	2,2	2,7
Québec				
Scénario de prix bas	3,3	2,4	2,4	2,9
Scénario de prix élevé	2,3	2,1	2,1	2,5
Ontario				
Scénario de prix bas	4,0	2,6	2,5	3,2
Scénario de prix élevé	3,3	2,2	2,2	2,8
Prairies				
Scénario de prix bas	2,2	3,1	2,5	2,6
Scénario de prix élevé	2,8	3,3	2,4	2,3
Manitoba				
Scénario de prix bas	3,4	3,3	2,7	3,0
Scénario de prix élevé	3,2	3,1	2,3	2,5
Saskatchewan				
Scénario de prix bas	4,3	2,2	3,1	2,7
Scénario de prix élevé	4,1	2,0	2,8	2,3
Alberta				
Scénario de prix bas	0,8	3,3	2,2	2,3
Scénario de prix élevé	2,1	4,0	2,2	2,3
C.-B. et Territoires				
Scénario de prix bas	3,0	2,3	2,5	2,6
Scénario de prix élevé	2,5	1,9	2,2	2,1
Canada				
Scénario de prix bas	3,3	2,5	2,5	2,9
Scénario de prix élevé	2,9	2,3	2,2	2,5

Annexe 3

Tableau A3-1

Données historiques - Demande d'énergie

Utilisation finale par secteur et demande primaire par combustible - Canada

(Pétajoules)

	1965	1966	1967	1968	1969	1970	1971	1972	1973	1974
Demande par secteur										
Résidentiel	1001,4	1002,2	1035,5	1073,4	1116,2	1161,1	1175,7	1249,9	1211,6	1298,5
Commercial	416,9	468,1	512,1	575,7	631,1	667,0	703,6	799,5	762,0	797,5
Industriel	1152,1	1207,3	1267,1	1333,8	1391,0	1459,2	1479,4	1560,7	1681,9	1761,5
Transport - Route	732,4	779,4	822,0	879,0	918,2	970,8	1006,5	1079,0	1181,3	1235,7
- Aviation, chemin de fer, maritime	257,1	274,6	286,3	286,4	290,2	303,8	312,9	333,6	359,4	365,8
- Total	989,5	1054,0	1108,3	1165,4	1208,4	1274,5	1319,5	1412,6	1540,7	1601,4
Non-Énergétique [a]	215,0	237,6	244,8	253,8	282,0	339,7	346,7	368,6	414,0	413,9
Utilisation finale globale	3775,0	3969,3	4167,9	4402,1	4628,8	4901,4	5024,8	5391,2	5610,2	5872,8
Usage propre	214,5	222,7	232,5	243,3	246,8	350,8	374,1	411,7	444,0	460,8
Production d'électricité et de vapeur [b][d]	682,1	739,1	798,0	903,3	942,3	1101,3	1187,3	1290,7	1443,6	1501,3
Autres conversions	184,3	189,4	182,5	212,4	190,7	224,0	207,4	210,3	240,3	236,2
Moins électricité, vapeur, coke et gaz de cokéfaction	672,8	720,4	748,5	812,7	840,1	915,9	938,4	1015,5	1103,0	1167,4
Demande d'énergie primaire	4183,0	4400,1	4632,5	4948,3	5168,5	5661,6	5855,1	6288,5	6635,2	6903,7
Demande d'énergie primaire par combustible [c] [d]										
Nucléaire [b]	1,5	1,9	1,7	10,4	6,0	11,8	47,2	74,3	173,2	168,5
Hydroélectricité [b]	415,4	458,5	470,2	478,4	527,2	555,7	567,8	631,9	660,9	734,5
Pétrole	2395,5	2517,0	2710,3	2886,5	3016,9	3247,3	3309,1	3516,8	3665,1	3763,7
Gaz Naturel	613,1	675,0	729,3	809,3	885,3	1064,9	1175,5	1359,2	1435,3	1524,5
LGN-Usines de gaz	45,7	56,5	37,4	39,5	45,8	39,3	45,3	53,9	58,9	73,4
Éthane	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Charbon	622,9	608,5	602,0	646,1	614,9	674,0	647,6	595,7	584,5	580,7
Énergies renouvelables	88,9	82,6	81,5	78,1	72,5	68,7	62,6	56,6	57,3	58,4

Nota: [a] L'industrie pétrochimique incluse.

[b] L'hydroélectricité et le nucléaire sont convertis à des contenu d'énergie de 3.6 GJ/MW.h et 12.1 GJ/MW.h respectivement.

[c] Les butanes utilisés pour le mélange de l'essence sont retranchés du petrole pour être ajoutés aux LGN des usines de gaz au niveau primaire.

[d] Les combustibles utilisés pour la production d'électricité exportée ne sont pas inclus.

Tableau A3-1 (suite)
Données historiques - Demande d'énergie
Utilisation finale par secteur et demande primaire par combustible - Canada

(Pétajoules)	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984
Demande par secteur										
Résidentiel	1288,4	1304,6	1261,7	1341,4	1352,5	1365,4	1297,3	1349,0	1308,4	1302,0
Commercial	754,5	850,1	844,8	840,5	850,5	819,7	838,1	866,7	858,5	872,3
Industriel	1651,1	1979,7	2076,8	2157,8	2260,9	2287,1	2168,7	1981,1	1978,3	2104,1
Transport - Route	1286,2	1361,7	1406,3	1450,3	1523,0	1544,6	1505,7	1397,2	1363,1	1397,7
- Aviation, chemin de fer, maritime	338,1	329,7	330,9	349,0	403,1	417,2	406,6	347,5	314,7	327,0
- Total	1624,3	1691,4	1737,2	1799,4	1926,1	1961,8	1912,2	1744,7	1677,8	1724,7
Non-Énergétique [a]	410,6	461,0	545,0	571,0	647,9	625,2	606,7	549,6	599,5	674,6
Utilisation finale globale	5728,8	6286,8	6465,4	6710,1	7038,1	7059,4	6823,0	6491,1	6422,5	6677,7
Usage propre	469,8	475,7	482,4	509,3	521,4	516,3	488,3	466,2	453,0	479,4
Production d'électricité et de vapeur [b][d]	1525,0	1611,7	1739,7	1830,0	1969,0	2101,4	2154,0	2194,4	2296,8	2467,8
Autres conversions	222,2	233,2	214,2	222,4	251,1	234,4	210,1	182,5	183,1	211,2
Moins électricité, vapeur, coke et gaz de cokéfaction	1158,3	1227,1	1266,9	1334,6	1415,6	1463,9	1471,8	1464,0	1517,0	1627,4
Demande d'énergie primaire	6787,4	7380,2	7634,8	7937,2	8364,0	8447,6	8203,6	7870,2	7838,4	8208,6
Demande d'énergie primaire par combustible [c] [d]										
Nucléaire [b]	144,2	199,7	301,7	357,7	429,0	457,8	490,6	475,3	565,9	605,3
Hydroélectricité [b]	707,6	748,1	768,4	815,0	833,0	859,2	867,5	855,4	866,6	929,3
Pétrole	3666,0	3789,5	3816,2	3911,8	4069,8	3976,8	3720,8	3318,0	3086,6	3056,1
Gaz Naturel	1530,5	1599,4	1684,7	1735,6	1799,7	1776,0	1738,4	1776,6	1813,1	1949,3
LGN-Usines de gaz	74,3	66,6	60,9	34,5	43,3	58,3	56,7	56,7	59,0	85,9
Éthane	0,0	2,6	2,6	2,6	13,5	25,3	34,5	22,2	34,6	54,4
Charbon	602,3	654,6	681,1	685,3	763,5	823,7	842,3	895,9	925,5	1048,7
Énergies renouvelables	62,6	319,7	319,2	394,6	412,0	470,4	452,8	470,0	487,1	479,7

Nota: [a] L'industrie pétrochimique incluse.
[b] L'hydroélectricité et le nucléaire sont convertis à des contenu d'énergie de 3.6 GJ/MW.h et 12.1 GJ/MW.h respectivement.
[c] Les butanes utilisés pour le mélange de l'essence sont retranchés du petrole pour être ajoutés aux LGN des usines de gaz au niveau primaire.
[d] Les combustibles utilisés pour la production d'électricité exportée ne sont pas inclus.

Tableau A3-2
Demande d'énergie - Utilisation finale par secteur et demande primaire par combustible
Canada et régions

(Pétajoules) **Canada**

Scénario de prix bas

	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1995	2000	2005
Demande par secteur										
Résidentiel	1302,0	1328,6	1347,5	1368,8	1395,7	1417,1	1430,8	1485,2	1561,0	1648,0
Commercial	872,3	887,5	919,4	954,5	984,6	1006,8	1021,4	1122,2	1254,1	1420,1
Industriel	2104,1	2189,8	2291,8	2380,2	2457,9	2536,2	2553,0	2802,0	3126,7	3628,7
Transport - Route	1397,7	1407,0	1412,7	1418,5	1428,6	1442,0	1459,3	1558,6	1676,1	1789,6
- Aviation, chemin de fer, maritime	327,0	324,6	342,0	358,7	369,8	374,6	371,7	407,2	446,4	489,5
- Total	1724,7	1731,7	1754,7	1777,3	1798,4	1816,7	1831,0	1965,7	2122,5	2279,1
Non-Énergétique [a]	674,6	748,2	770,1	790,5	790,3	804,1	817,8	880,9	959,9	1006,7
Utilisation finale globale	6677,7	6885,8	7083,5	7271,3	7426,9	7581,0	7654,0	8256,1	9024,2	9982,5
Usage propre	479,4	500,0	514,3	534,4	556,7	581,5	582,2	595,6	621,0	691,1
Production d'électricité et de vapeur [b][d]	2467,8	2551,2	2687,1	2808,2	2928,0	2999,1	3079,5	3522,8	4006,8	4681,2
Autres conversions	211,2	234,1	252,8	266,7	274,0	282,1	278,5	301,6	331,4	382,5
Moins électricité, vapeur, coke et gaz de cokéfaction	1627,4	1710,4	1790,4	1842,1	1889,9	1901,3	1926,2	2156,8	2429,9	2791,2
Demande d'énergie primaire	8208,6	8460,7	8747,3	9038,4	9295,6	9542,5	9668,0	10519,2	11553,5	12946,1
Demande d'énergie primaire par combustible [c] [d]										
Nucléaire [b]	605,3	714,5	804,8	917,6	1067,1	1135,2	1199,3	1339,0	1364,8	1532,2
Hydroélectricité [b]	929,3	976,9	1012,8	1032,4	1047,8	1025,0	1037,7	1150,5	1278,2	1422,4
Pétrole	3056,1	3061,0	3126,9	3157,8	3170,3	3218,2	3193,6	3292,3	3477,6	3787,1
Gaz Naturel	1949,3	2055,8	2078,1	2179,2	2288,4	2398,9	2438,1	2648,7	2914,4	3301,8
LGN-Usines de gaz	85,9	83,6	87,8	98,6	108,1	114,4	120,7	129,2	135,4	140,4
Éthane	54,4	72,0	76,0	80,0	80,4	80,8	81,2	99,6	126,3	126,3
Charbon	1048,7	980,2	1031,4	1030,5	983,7	1010,2	1031,1	1256,6	1616,4	1966,3
Énergies renouvelables	479,7	516,8	529,5	542,2	549,7	559,8	566,3	603,3	640,4	669,6

Nota: [a] L'industrie pétrochimique incluse.
[b] L'hydroélectricité et le nucléaire sont convertis à des contenu d'énergie de 3.6 GJ/MW.h et 12.1 GJ/MW.h respectivement.
[c] Les butanes utilisés pour le mélange de l'essence sont retranchés du petrole pour être ajoutés aux LGN des usines de gaz au niveau primaire.
[d] Les combustibles utilisés pour la production d'électricité exportée ne sont pas indus.

Tableau A3-2 (suite)
Demande d'énergie - Utilisation finale par secteur et demande primaire par combustible
Canada et régions

(Pétajoules)

Canada

Scénario de prix élevé

	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1995	2000	2005
Demande par secteur										
Résidentiel	1302,0	1328,6	1340,6	1353,0	1364,7	1372,1	1373,3	1381,5	1443,7	1523,2
Commercial	872,3	887,5	917,4	941,4	959,7	970,9	975,8	1036,1	1141,3	1269,5
Industriel	2104,1	2189,8	2290,8	2343,2	2391,5	2444,3	2445,2	2617,2	2872,8	3277,0
Transport - Route	1397,7	1407,0	1410,4	1412,2	1416,4	1422,8	1430,1	1466,4	1522,7	1577,6
- Aviation, chemin de fer, maritime	327,0	324,6	336,3	347,6	353,3	354,6	349,4	365,2	388,4	416,6
- Total	1724,7	1731,7	1746,7	1759,8	1769,7	1777,4	1779,5	1831,6	1911,1	1994,2
Non-Énergétique [a]	674,6	748,2	769,6	789,0	786,6	800,4	813,9	875,5	951,3	993,2
Utilisation finale globale	6677,7	6885,8	7065,1	7186,4	7272,2	7365,1	7387,7	7742,0	8320,2	9057,1
Usage propre	479,4	500,0	512,9	528,4	545,6	565,9	562,8	555,9	567,0	614,5
Production d'électricité et de vapeur [b][d]	2467,8	2551,2	2677,4	2788,8	2895,8	2952,6	3044,0	3514,2	3956,1	4580,7
Autres conversions	211,2	234.1	251,2	260,3	266,5	273,8	269,4	284,9	305,3	342,3
Moins électricité, vapeur, coke et gaz de cokéfaction	1627,4	1710,4	1788,7	1826,6	1865,9	1873,2	1897,7	2116,6	2373,0	2692,0
Demande d'énergie primaire	8208,6	8460,7	8718,0	8937,4	9114,2	9284,2	9366,3	9980,3	10775,6	11902,6
Demande d'énergie primaire par combustible [c] [d]										
Nucléaire [b]	605,3	714,5	807,2	918,0	1063,6	1128,1	1187,4	1324,5	1357,6	1603,4
Hydroélectricité [b]	929,3	976,9	1009,5	1022,2	1036,1	1018,0	1022,0	1125,1	1252,0	1387,8
Pétrole	3056,1	3061,0	3102,0	3114,0	3096,8	3121,1	3076,0	3005,2	3074,8	3213,8
Gaz Naturel	1949,3	2055,8	2086,4	2155,8	2231,5	2304,9	2319,4	2425,3	2622,7	2918,0
LGN-Usines de gaz	85,9	83,6	89,7	100,9	110,8	117,6	124,2	135,1	144,3	152,7
Éthane	54,4	72,0	76,0	80,0	80,4	80,8	81,2	99,6	126,3	126,3
Charbon	1048,7	980,2	1017,7	1004,4	946,2	955,5	991,7	1265,0	1560,6	1833,8
Énergies renouvelables	479,7	516,8	529,6	542,0	548,9	558,4	564,4	600,4	637,4	666,8

Nota: [a] L'industrie pétrochimique incluse.
[b] L'hydroélectricité et le nucléaire sont convertis à des contenu d'énergie de 3.6 GJ/MW.h et 12.1 GJ/MW.h respectivement.
[c] Les butanes utilisés pour le mélange de l'essence sont retranchés du petrole pour être ajoutés aux LGN des usines de gaz au niveau primaire.
[d] Les combustibles utilisés pour la production d'électricité exportée ne sont pas inclus.

Tableau A3-2 (suite)
Demande d'énergie - Utilisation finale par secteur et demande primaire par combustible
Canada et régions

(Pétajoules)	Provinces de l'Atlantique									
	Scénario de prix bas									
	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1995	2000	2005
Demande par secteur										
Résidentiel	105,8	108,0	108,7	110,1	110,8	112,4	113,5	118,1	123,2	131,9
Commercial	60,7	58,6	60,6	63,1	64,0	64,6	65,2	70,3	77,6	86,7
Industriel	154,1	151,2	156,8	160,5	162,9	165,4	167,8	167,4	179,8	205,2
Transport - Route	116,2	115,2	115,8	116,1	116,5	116,9	117,7	122,4	130,9	141,4
- Aviation, chemin de fer, maritime	40,8	41,0	43,9	46,1	47,6	47,9	47,1	51,9	57,6	64,3
- Total	156,9	156,3	159,7	162,2	164,0	164,9	164,7	174,3	188,5	205,7
Non-Énergétique [a]	14,5	15,8	16,3	16,7	17,2	17,5	17,6	19,0	20,9	23,2
Utilisation finale globale	491,9	489,9	502,1	512,6	519,0	524,8	528,9	549,2	589,9	652,7
Usage propre	29,8	30,4	31,3	32,3	33,1	33,9	32,9	35,5	37,8	42,4
Production d'électricité et de vapeur [b][d]	316,6	336,2	361,4	366,7	375,7	384,0	402,7	481,2	573,7	657,0
Autres conversions	0,0	5,6	6,1	6,4	6,5	6,7	6,6	7,2	7,9	9,0
Moins électricité, vapeur, coke et gaz de cokéfaction	114,7	115,2	115,8	119,0	120,9	123,9	126,9	144,6	166,9	198,9
Demande d'énergie primaire	723,6	746,9	785,1	799,0	813,4	825,4	844,2	928,5	1042,4	1162,3
Demande d'énergie primaire par combustible [c] [d]										
Nucléaire [b]	33,9	45,3	34,1	34,1	34,1	34,1	34,1	34,1	34,1	34,1
Hydroélectricité [b]	171,7	139,7	159,4	159,7	159,8	160,0	160,6	176,9	207,6	208,4
Pétrole	373,5	395,8	409,2	418,2	431,6	441,6	415,5	401,0	408,3	444,8
Gaz Naturel	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,1	0,1	0,2
LGN-Usines de gaz	1,9	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,9	2,4	3,0	3,2
Éthane	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Charbon	75,3	96,4	111,8	114,8	114,9	115,7	158,7	238,0	310,0	389,0
Énergies renouvelables	67,3	68,1	69,0	70,5	71,5	72,5	73,4	76,1	79,3	82,6

Nota: [a] L'industrie pétrochimique incluse.
[b] L'hydroélectricité et le nucléaire sont convertis à des contenu d'énergie de 3.6 GJ/MW.h et 12.1 GJ/MW.h respectivement.
[c] Les butanes utilisés pour le mélange de l'essence sont retranchés du petrole pour être ajoutés aux LGN des usines de gaz au niveau primaire.
[d] Les combustibles utilisés pour la production d'électricité exportée ne sont pas inclus.

Tableau A3-2 (suite)
Demande d'énergie - Utilisation finale par secteur et demande primaire par combustible
Canada et régions

(Pétajoules)

Provinces de l'Atlantique

Scénario de prix élevé

	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1995	2000	2005
Demande par secteur										
Résidentiel	105,8	108,0	108,2	109,0	109,1	110,3	111,0	113,8	120,2	129,0
Commercial	60,7	58,6	60,3	62,4	63,1	63,5	63,9	67,5	74,2	81,7
Industriel	154,1	151,2	157,1	160,5	164,0	166,9	170,3	169,8	185,5	210,5
Transport - Route	116,2	115,2	115,6	115,6	115,6	115,6	115,7	117,1	122,9	129,1
- Aviation, chemin de fer, maritime	40,8	41,0	43,1	44,6	45,2	45,1	43,9	46,2	50,2	54,9
- Total	156,9	156,3	158,8	160,2	160,8	160,7	159,6	163,3	173,1	183,9
Non-Énergétique [a]	14,5	15,8	16,3	16,6	17,0	17,3	17,5	18,9	20,5	22,5
Utilisation finale globale	491,9	489,9	500,6	508,8	514,1	518,7	522,2	533,2	573,4	627,7
Usage propre	29,8	30,4	31,3	32,3	33,1	34,0	33,2	34,4	37,3	41,8
Production d'électricité et de vapeur [b][d]	316,6	336,2	362,7	371,2	378,6	389,3	412,9	480,5	547,7	626,2
Autres conversions	0,0	5,6	6,1	6,3	6,4	6,5	6,4	6,8	7,3	8,1
Moins électricité, vapeur, coke et gaz de cokéfaction	114,7	115,2	116,0	119,0	121,6	125,2	129,0	146,8	172,6	203,0
Demande d'énergie primaire	723,6	746,9	784,7	799,6	810,5	823,3	845,7	908,2	993,1	1100,8
Demande d'énergie primaire par combustible [c] [d]										
Nucléaire [b]	33,9	45,3	36,8	36,8	36,8	36,8	36,8	36,8	36,8	36,8
Hydroélectricité [b]	171,7	139,7	159,0	159,4	159,6	159,6	159,6	190,4	207,3	207,3
Pétrole	373,5	395,8	408,1	418,5	428,5	439,3	418,0	369,3	384,6	419,0
Gaz Naturel	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,1	0,1	0,2
LGN-Usines de gaz	1,9	1,6	2,3	2,4	2,4	2,5	2,8	3,6	4,3	4,8
Éthane	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Charbon	75,3	96,4	109,6	112,1	112,0	113,0	155,5	231,3	277,8	345,4
Énergies renouvelables	67,3	68,1	68,9	70,3	71,1	72,1	73,0	76,8	82,2	87,5

Nota: [a] L'industrie pétrochimique incluse.
[b] L'hydroélectricité et le nucléaire sont convertis à des contenu d'énergie de 3.6 GJ/MW.h et 12.1 GJ/MW.h respectivement.
[c] Les butanes utilisés pour le mélange de l'essence sont retranchés du petrole pour être ajoutés aux LGN des usines de gaz au niveau primaire.
[d] Les combustibles utilisés pour la production d'électricité exportée ne sont pas inclus.

Tableau A3-2 (suite)
Demande d'énergie - Utilisation finale par secteur et demande primaire par combustible
Canada et régions

(Pétajoules)	Québec									
	Scénario de prix bas									
	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1995	2000	2005
Demande par secteur										
Résidentiel	285,2	293,0	297,9	302,2	310,0	315,8	319,2	326,8	336,6	348,2
Commercial	169,3	170,7	175,7	182,5	187,9	192,7	195,9	215,2	236,8	265,9
Industriel	488,0	501,9	526,0	539,8	552,9	579,3	583,9	636,4	708,0	819,3
Transport - Route	281,8	285,1	284,8	284,8	286,1	288,7	292,6	318,8	342,8	359,5
- Aviation, chemin de fer, maritime	73,9	69,4	73,9	77,5	79,8	80,6	79,5	88,1	97,8	108,5
- Total	355,7	354,5	358,6	362,3	365,9	369,3	372,1	406,9	440,6	468,0
Non-Énergétique [a]	83,0	85,2	87,6	89,8	92,1	96,7	100,7	109,5	116,1	124,4
Utilisation finale globale	1381,2	1405,4	1445,8	1476,5	1508,8	1553,7	1571,8	1694,8	1838,1	2026,0
Usage propre	96,1	97,8	102,0	103,8	104,4	104,6	104,5	112,7	122,0	134,9
Production d'électricité et de vapeur [b][d]	430,4	488,0	501,7	516,0	526,6	500,3	510,1	574,0	637,4	756,8
Autres conversions	0,0	3,7	4,0	4,2	4,3	4,4	4,3	4,7	5,2	5,9
Moins électricité, vapeur, coke et gaz de cokéfaction	490,3	525,7	549,3	563,6	577,6	558,5	571,7	648,1	730,5	835,0
Demande d'énergie primaire	1417,4	1469,2	1504,2	1536,9	1566,4	1604,5	1619,0	1738,0	1872,2	2088,6
Demande d'énergie primaire par combustible [c] [d]										
Nucléaire [b]	41,4	39,0	53,7	53,7	53,7	53,7	53,7	53,7	53,7	53,7
Hydroélectricité [b]	386,5	446,5	445,3	459,6	469,9	443,2	453,0	516,2	577,2	684,9
Pétrole	722,0	677,5	691,4	696,9	698,3	720,0	713,7	728,4	760,7	818,5
Gaz Naturel	162,4	188,6	191,7	201,8	216,7	254,5	261,5	295,5	329,7	375,2
LGN-Usines de gaz	4,1	5,6	7,1	7,7	8,2	10,7	13,3	15,1	15,7	16,1
Éthane	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Charbon	14,3	22,1	23,0	23,3	23,5	23,9	23,6	23,5	23,5	24,2
Énergies renouvelables	86,8	89,9	91,9	93,8	96,2	98,5	100,3	105,6	111,6	116,0

Nota: [a] L'industrie pétrochimique incluse.
[b] L'hydroélectricité et le nucléaire sont convertis à des contenu d'énergie de 3.6 GJ/MW.h et 12.1 GJ/MW.h respectivement.
[c] Les butanes utilisés pour le mélange de l'essence sont retranchés du petrole pour être ajoutés aux LGN des usines de gaz au niveau primaire.
[d] Les combustibles utilisés pour la production d'électricité exportée ne sont pas inclus.

Tableau A3-2 (suite)
Demande d'énergie - Utilisation finale par secteur et demande primaire par combustible
Canada et régions

(Pétajoules)

Québec

Scénario de prix élevé

	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1995	2000	2005
Demande par secteur										
Résidentiel	285,2	293,0	297,1	299,7	305,6	309,3	310,8	311,7	320,1	331,1
Commercial	169,3	170,7	175,3	180,6	184,0	186,9	188,2	200,1	217,4	239,8
Industriel	488,0	501,9	523,6	528,7	533,8	550,6	548,6	575,8	627,5	715,8
Transport - Route	281,8	285,1	284,5	283,7	283,7	284,6	285,7	294,8	304,2	310,6
- Aviation, chemin de fer, maritime	73,9	69,4	72,6	75,0	76,2	76,1	74,5	78,6	84,9	91,9
- Total	355,7	354,5	357,0	358,8	359,9	360,7	360,2	373,4	389,1	402,6
Non-Énergétique [a]	83,0	85,2	87,5	89,5	91,4	96,1	100,2	108,9	115,0	122,4
Utilisation finale globale	1381,2	1405,4	1440,6	1457,3	1474,7	1503,6	1507,9	1569,9	1669,1	1811,7
Usage propre	96,1	97,8	101,5	102,5	102,3	101,7	100,8	105,4	111,8	121,0
Production d'électricité et de vapeur [b][d]	430,4	488,0	500,5	510,7	522,0	501,2	502,8	555,8	628,7	732,1
Autres conversions	0,0	3,7	4,0	4,1	4,2	4,2	4,2	4,4	4,8	5,3
Moins électricité, vapeur, coke et gaz de cokéfaction	490,3	525,7	548,1	558,2	569,3	548,4	560,6	632,9	710,4	804,0
Demande d'énergie primaire	1417,4	1469,2	1498,5	1516,4	1533,9	1562,3	1555,0	1602,6	1704,0	1866,1
Demande d'énergie primaire par combustible [c] [d]										
Nucléaire [b]	41,4	39,0	53,7	53,7	53,7	53,7	53,7	53,7	53,7	53,7
Hydroélectricité [b]	386,5	446,5	444,1	454,3	465,3	444,1	445,7	498,0	570,7	673,6
Pétrole	722,0	677,5	684,0	684,2	678,3	691,7	676,5	650,4	650,4	670,4
Gaz Naturel	162,4	188,6	193,5	198,6	208,3	239,7	242,1	257,1	279,4	313,2
LGN-Usines de gaz	4,1	5,6	8,2	8,8	9,4	11,9	14,6	16,9	18,0	19,0
Éthane	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Charbon	14,3	22,1	22,9	22,8	22,6	22,7	22,2	21,3	20,9	21,2
Énergies renouvelables	86,8	89,9	92,1	93,9	96,2	98,5	100,2	105,1	110,9	115,0

Nota: [a] L'industrie pétrochimique incluse.
[b] L'hydroélectricité et le nucléaire sont convertis à des contenu d'énergie de 3.6 GJ/MW.h et 12.1 GJ/MW.h respectivement.
[c] Les butanes utilisés pour le mélange de l'essence sont retranchés du petrole pour être ajoutés aux LGN des usines de gaz au niveau primaire.
[d] Les combustibles utilisés pour la production d'électricité exportée ne sont pas inclus.

Tableau A3-2 (suite)
Demande d'énergie - Utilisation finale par secteur et demande primaire par combustible
Canada et régions

(Pétajoules) **Ontario**

Scénario de prix bas

	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1995	2000	2005
Demande par secteur										
Résidentiel	460,4	461,7	472,9	483,1	498,5	507,0	512,6	541,2	569,6	603,3
Commercial	341,0	341,2	359,9	376,1	391,1	402,6	410,3	453,6	508,8	581,2
Industriel	797,7	825,4	876,8	930,0	979,1	1013,3	1011,9	1121,2	1264,0	1496,7
Transport - Route	498,3	506,1	514,1	523,0	534,3	547,2	561,2	622,6	670,2	709,9
- Aviation, chemin de fer, maritime	90,1	86,8	90,8	94,9	97,6	98,8	98,2	106,6	115,3	126,0
- Total	588,4	592,9	604,9	617,9	631,9	646,0	659,4	729,1	785,4	835,9
Non-Énergétique [a]	207,1	233,0	238,7	235,9	225,1	230,1	234,2	248,5	264,5	276,7
Utilisation finale globale	2394,5	2454,2	2553,3	2642,8	2725,8	2798,9	2828,5	3093,6	3392,3	3793,9
Usage propre	179,6	189,2	195,6	203,3	211,7	222,3	224,4	240,0	251,8	280,3
Production d'électricité et de vapeur [b][d]	975,3	975,1	1082,5	1174,6	1265,1	1337,7	1375,9	1568,3	1779,9	2117,1
Autres conversions	200,3	209,5	228,3	239,5	245,6	251,4	248,0	271,9	303,2	350,1
Moins électricité, vapeur, coke et gaz de cokéfaction	643,3	673,1	711,2	740,3	766,3	786,2	787,7	876,3	984,7	1140,7
Demande d'énergie primaire	3106,4	3155,0	3348,5	3520,0	3681,9	3824,1	3889,1	4297,6	4742,4	5400,6
Demande d'énergie primaire par combustible [c] [d]										
Nucléaire [b]	530,0	630,2	717,1	829,8	979,3	1047,4	1111,5	1251,2	1277,1	1444,5
Hydroélectricité [b]	147,0	149,1	144,3	144,3	144,3	144,3	144,3	157,5	157,9	158,2
Pétrole	1036,3	1041,3	1069,8	1079,8	1074,1	1089,2	1100,3	1170,4	1247,0	1372,3
Gaz Naturel	767,8	788,3	821,0	867,0	925,3	967,6	981,7	1091,9	1207,4	1382,8
LGN-Usines de gaz	32,2	34,2	37,3	47,4	56,5	60,3	63,5	67,3	69,1	70,5
Éthane	4,8	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3
Charbon	500,7	417,9	463,1	453,6	401,7	412,4	382,2	445,7	658,9	837,2
Énergies renouvelables	87,6	89,6	91,7	93,8	96,4	98,5	101,2	109,3	120,8	130,8

Nota: [a] L'industrie pétrochimique incluse.
[b] L'hydroélectricité et le nucléaire sont convertis à des contenu d'énergie de 3.6 GJ/MW.h et 12.1 GJ/MW.h respectivement.
[c] Les butanes utilisés pour le mélange de l'essence sont retranchés du petrole pour être ajoutés aux LGN des usines de gaz au niveau primaire.
[d] Les combustibles utilisés pour la production d'électricité exportée ne sont pas inclus.

Tableau A3-2 (suite)
Demande d'énergie - Utilisation finale par secteur et demande primaire par combustible
Canada et régions

(Pétajoules)

Ontario

Scénario de prix élevé

	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1995	2000	2005
Demande par secteur										
Résidentiel	460,4	461,7	471,4	475,8	484,7	486,6	486,0	491,0	513,2	544,4
Commercial	341,0	341,2	358,7	369,4	378,1	383,5	385,7	408,6	449,8	502,8
Industriel	797,7	825,4	871,6	900,6	928,1	946,5	935,7	993,4	1096,5	1279,9
Transport - Route	498,3	506,1	513,2	520,3	528,4	537,2	545,8	574,4	591,6	604,6
- Aviation, chemin de fer, maritime	90,1	86,8	89,4	92,3	93,8	94,2	93,0	95,6	99,2	105,6
- Total	588,4	592,9	602,6	612,6	622,3	631,4	638,7	670,0	690,7	710,2
Non-Énergétique [a]	207,1	233,0	238,3	234,9	223,3	227,9	231,7	244,6	259,1	269,5
Utilisation finale globale	2394,5	2454,2	2542,6	2593,4	2636,5	2675,9	2677,9	2807,5	3009,3	3306,8
Usage propre	179,6	189,2	194,7	199,9	205,6	213,8	213,6	218,4	221,8	237,8
Production d'électricité et de vapeur [b][d]	975,3	975,1	1065,7	1142,9	1214,7	1259,1	1302,9	1508,0	1671,7	1990,7
Autres conversions	200,3	209,5	226,8	234,5	238,5	243,6	240,3	257,1	279,4	313,8
Moins électricité, vapeur, coke et gaz de cokéfaction	643,3	673,1	708,8	727,8	746,4	762,0	762,0	834,3	928,5	1063,6
Demande d'énergie primaire	3106,4	3155,0	3321,1	3443,0	3549,0	3630,3	3672,7	3956,6	4253,7	4785,4
Demande d'énergie primaire par combustible [c] [d]										
Nucléaire [b]	630,0	630,2	716,7	827,5	973,1	1037,6	1096,9	1234,1	1267,1	1512,9
Hydroélectricité [b]	147,0	149,1	144,3	144,3	144,3	144,3	144,3	144,7	157,9	158,2
Pétrole	1036,3	1041,3	1057,3	1058,3	1040,6	1043,9	1042,5	1044,7	1059,9	1087,2
Gaz Naturel	767,8	788,3	821,7	846,5	882,8	905,8	904,6	954,3	1036,6	1172,0
LGN-Usines de gaz	32,2	34,2	40,1	50,2	59,4	63,4	66,8	71,2	74,3	77,9
Éthane	4,8	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3	4,3
Charbon	500,7	417,9	445,0	418,2	348,8	333,5	313,6	396,5	536,6	646,8
Énergies renouvelables	87,6	89,6	91,7	93,5	95,7	97,5	99,7	106,8	117,0	126,1

Nota: [a] L'industrie pétrochimique incluse.
[b] L'hydroélectricité et le nucléaire sont convertis à des contenu d'énergie de 3.6 GJ/MW.h et 12.1 GJ/MW.h respectivement.
[c] Les butanes utilisés pour le mélange de l'essence sont retranchés du pétrole pour être ajoutés aux LGN des usines de gaz au niveau primaire.
[d] Les combustibles utilisés pour la production d'électricité exportée ne sont pas inclus.

Tableau A3-2 (suite)
Demande d'énergie - Utilisation finale par secteur et demande primaire par combustible
Canada et régions

(Pétajoules) **Manitoba**

Scénario de prix bas

	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1995	2000	2005
Demande par secteur										
Résidentiel	57,2	59,4	59,0	60,0	60,7	61,9	63,4	67,3	73,8	79,6
Commercial	41,9	44,4	47,0	49,7	51,4	52,4	52,9	57,6	64,8	73,0
Industriel	36,0	38,5	40,6	44,6	47,3	49,4	50,6	62,0	71,5	84,3
Transport - Route	63,5	64,1	63,9	63,6	64,0	64,6	65,2	70,8	79,9	87,6
- Aviation, chemin de fer, maritime	17,7	19,0	19,7	20,5	20,9	21,2	21,2	22,8	24,4	26,3
- Total	81,2	83,1	83,5	84,3	84,9	85,8	86,4	93,6	104,4	113,9
Non-Énergétique [a]	11,5	11,6	12,1	12,4	12,6	12,8	12,8	13,6	14,4	15,1
Utilisation finale globale	227,8	237,0	242,2	251,1	256,8	262,2	266,1	294,1	328,9	365,8
Usage propre	24,2	23,7	23,9	25,6	27,9	30,3	29,5	32,0	31,7	35,4
Production d'électricité et de vapeur [b][d]	60,9	66,1	67,1	71,6	73,2	75,8	74,3	88,0	97,5	115,1
Autres conversions	0,0	0,0	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Moins électricité, vapeur, coke et gaz de cokéfaction	55,3	57,9	60,5	63,2	64,7	66,0	67,0	78,4	88,6	101,3
Demande d'énergie primaire	257,5	268,9	272,7	285,2	293,4	302,2	302,9	335,8	369,5	415,1
Demande d'énergie primaire par combustible [c] [d]										
Nucléaire [b]	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Hydroélectricité [b]	58,9	60,5	64,4	66,9	68,0	68,7	70,4	82,2	93,2	104,2
Pétrole	101,8	103,7	104,1	105,1	105,7	106,6	107,1	115,7	128,1	140,2
Gaz Naturel	81,2	84,0	85,8	91,7	96,9	101,6	102,6	110,8	119,6	132,6
LGN-Usines de gaz	2,6	2,4	2,5	2,5	2,5	2,5	2,4	2,7	3,0	3,3
Éthane	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Charbon	3,5	7,2	4,4	6,7	7,3	9,2	6,1	8,6	7,6	15,0
Énergies renouvelables	9,6	11.1	11,7	12,3	12,9	13,6	14,3	15,8	18,1	19,8

Nota: [a] L'industrie pétrochimique incluse.
[b] L'hydroélectricité et le nucléaire sont convertis à des contenu d'énergie de 3.6 GJ/MW.h et 12.1 GJ/MW.h respectivement.
[c] Les butanes utilisés pour le mélange de l'essence sont retranchés du petrole pour être ajoutés aux LGN des usines de gaz au niveau primaire.
[d] Les combustibles utilisés pour la production d'électricité exportée ne sont pas inclus.

Tableau A3-2 (suite)
Demande d'énergie - Utilisation finale par secteur et demande primaire par combustible
Canada et régions

(Pétajoules)

Manitoba

Scénario de prix élevé

	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1995	2000	2005
Demande par secteur										
Résidentiel	57,2	59,4	58,9	59,4	59,5	60,2	61,2	63,7	69,8	74,7
Commercial	41,9	44,4	46,9	49,0	49,9	50,2	50,3	52,5	57,7	62,9
Industriel	36,0	38,5	40,3	43,4	45,3	46,9	47,6	57,0	64,6	75,0
Transport - Route	63,5	64,1	63,7	63,6	63,6	63,7	63,9	66,5	71,8	75,9
- Aviation, chemin de fer, maritime	17,7	19,0	19,4	20,0	20,3	20,4	20,3	21,1	22,0	23,2
- Total	81,2	83,1	83,2	83,6	83,8	84,2	84,3	87,6	93,9	99,1
Non-Énergétique [a]	11,5	11,6	12,1	12,4	12,5	12,7	12,7	13,5	14,2	14,7
Utilisation finale globale	227,8	237,0	241,3	247,7	251,0	254,2	256,1	274,3	300,1	326,5
Usage propre	24,2	23,7	23,9	25,3	27,3	29,4	28,4	30,2	29,3	32,3
Production d'électricité et de vapeur [b][d]	60,9	66,1	66,9	70,7	72,7	74,4	73,7	87,0	96,2	110,1
Autres conversions	0,0	0,0	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Moins électricité, vapeur, coke et gaz de cokéfaction	55,3	57,9	60,5	62,8	64,0	65,4	66,3	78,1	87,4	98,6
Demande d'énergie primaire	257,5	268,9	271,7	281,1	287,1	292,6	292,0	313,4	338,2	370,3
Demande d'énergie primaire par combustible [c] [d]										
Nucléaire [b]	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Hydroélectricité [b]	58,9	60,5	64,4	66,6	67,3	68,4	69,6	82,2	92,2	102,4
Pétrole	101,8	103,7	102,9	103,3	103,2	103,3	103,1	106,2	113,9	121,0
Gaz Naturel	81,2	84,0	86,0	90,3	93,7	96,8	96,6	99,4	104,5	113,2
LGN-Usines de gaz	2,6	2,4	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	3,0	3,3	3,7
Éthane	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Charbon	3,5	7,2	4,1	6,1	7,4	8,0	6,0	7,2	6,8	11,1
Énergies renouvelables	9,6	11,1	11,7	12,3	12,9	13,5	14,1	15,5	17,5	19,0

Nota: [a] L'industrie pétrochimique incluse.
[b] L'hydroélectricité et le nucléaire sont convertis à des contenu d'énergie de 3.6 GJ/MW.h et 12.1 GJ/MW.h respectivement.
[c] Les butanes utilisés pour le mélange de l'essence sont retranchés du petrole pour être ajoutés aux LGN des usines de gaz au niveau primaire.
[d] Les combustibles utilisés pour la production d'électricité exportée ne sont pas inclus.

Tableau A3-2 (suite)
Demande d'énergie - Utilisation finale par secteur et demande primaire par combustible
Canada et régions

(Pétajoules)	Saskatchewan									
	Scénario de prix bas									
	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1995	2000	2005
Demande par secteur										
Résidentiel	76,6	79,1	80,0	80,7	82,1	83,2	84,3	86,8	94,3	101,6
Commercial	35,7	37,5	37,7	38,9	40,2	41,8	43,2	49,4	57,2	66,4
Industriel	76,5	78,9	82,2	87,0	90,1	96,4	101,9	108,3	126,1	143,5
Transport - Route	82,1	83,0	81,3	79,8	78,4	77,4	76,7	77,3	84,7	94,5
- Aviation, chemin de fer, maritime	8,6	8,8	9,0	9,2	9,3	9,3	9,2	9,8	10,4	11,1
- Total	90,7	91,7	90,2	89,0	87,7	86,8	85,9	87,1	95,1	105,7
Non-Énergétique [a]	9,8	11,2	11,5	11,8	12,2	12,5	12,6	13,7	15,2	16,9
Utilisation finale globale	289,4	298,3	301,6	307,4	312,4	320,6	327,9	345,3	387,9	434,0
Usage propre	41,6	40,3	40,0	43,5	48,6	54,1	53,1	50,6	47,5	53,8
Production d'électricité et de vapeur [b][d]	135,7	137,2	126,2	129,0	130,6	136,2	142,3	159,8	195,0	231,6
Autres conversions	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Moins électricité, vapeur, coke et gaz de cokéfaction	42,5	42,9	45,0	45,7	46,1	47,6	49,3	54,0	63,3	73,0
Demande d'énergie primaire	424,0	432,9	422,7	434,2	445,4	463,3	474,1	501,7	567,1	646,3
Demande d'énergie primaire par combustible [c] [d]										
Nucléaire [b]	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Hydroélectricité [b]	6,1	7,0	13,6	13,6	13,6	13,6	13,6	13,7	13,7	13,8
Pétrole	140,2	141,7	140,8	139,2	138,0	137,6	136,8	139,1	150,7	165,9
Gaz Naturel	138,0	139,0	139,8	149,8	160,5	173,4	179,0	185,6	204,7	229,8
LGN-Usines de gaz	1,8	2,4	2,2	2,4	2,5	2,7	2,8	2,9	3,1	3,1
Éthane	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Charbon	124,9	129,7	112,9	115,5	117,1	122,0	127,5	145,4	178,9	216,7
Énergies renouvelables	12,8	13,2	13,5	13,7	13,8	14,0	14,4	15,0	16,0	17,0

Nota: [a] L'industrie pétrochimique incluse.
[b] L'hydroélectricité et le nucléaire sont convertis à des contenu d'énergie de 3.6 GJ/MW.h et 12.1 GJ/MW.h respectivement.
[c] Les butanes utilisés pour le mélange de l'essence sont retranchés du petrole pour être ajoutés aux LGN des usines de gaz au niveau primaire.
[d] Les combustibles utilisés pour la production d'électricité exportée ne sont pas inclus.

Tableau A3-2 (suite)
Demande d'énergie - Utilisation finale par secteur et demande primaire par combustible
Canada et régions

(Pétajoules)

Saskatchewan

Scénario de prix élevé

	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1995	2000	2005
Demande par secteur										
Résidentiel	76,6	79,1	79,6	79,2	79,5	79,5	79,7	78,6	84,8	91,2
Commercial	35,7	37,5	37,6	38,3	39,2	40,3	41,3	45,7	51,9	58,9
Industriel	76,5	78,9	82,5	86,1	89,4	95,2	100,1	104,8	119,9	133,0
Transport - Route	82,1	83,0	81,1	79,3	77,8	76,5	75,4	73,5	77,4	82,8
- Aviation, chemin de fer, maritime	8,6	8,8	8,9	9,0	9,0	9,0	8,8	9,1	9,4	9,9
- Total	90,7	91,7	89,9	88,4	86,8	85,5	84,3	82,6	86,8	92,7
Non-Énergétique [a]	9,8	11,2	11,5	11,6	12,0	12,3	12,5	13,6	14,9	16,4
Utilisation finale globale	289,4	298,3	301,2	303,8	307,0	312,3	317,8	325,4	358,3	392,2
Usage propre	41,6	40,3	40,0	43,0	47,6	52,6	51,3	47,0	42,8	47,8
Production d'électricité et de vapeur [b][d]	135,7	137,2	126,7	130,0	133,8	141,3	148,5	172,7	209,8	243,5
Autres conversions	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Moins électricité, vapeur, coke et gaz de cokéfaction	42,5	42,9	45,1	46,0	47,0	48,9	51,0	57,4	67,3	76,2
Demande d'énergie primaire	424,0	432,9	422,7	430,8	441,4	457,8	466,7	487,6	543,6	607,3
Demande d'énergie primaire par combustible [c] [d]										
Nucléaire [b]	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Hydroélectricité [b]	6,1	7,0	13,6	13,6	13,6	13,6	13,6	13,7	13,7	13,8
Pétrole	140,2	141,7	139,5	137,3	135,4	134,3	132,9	130,6	136,3	144,7
Gaz Naturel	138,0	139,0	140,4	147,6	156,2	167,0	170,7	166,0	179,4	201,6
LGN-Usines de gaz	1,8	2,4	2,2	2,4	2,5	2,7	2,9	3,0	3,3	3,4
Éthane	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Charbon	124,9	129,7	113,4	116,3	119,8	126,3	132,3	159,5	195,0	226,5
Énergies renouvelables	12,8	13,2	13,5	13,6	13,8	13,9	14,3	14,9	15,9	17,0

Nota: [a] L'industrie pétrochimique incluse.
[b] L'hydroélectricité et le nucléaire sont convertis à des contenu d'énergie de 3.6 GJ/MW.h et 12.1 GJ/MW.h respectivement.
[c] Les butanes utilisés pour le mélange de l'essence sont retranchés du petrole pour être ajoutés aux LGN des usines de gaz au niveau primaire.
[d] Les combustibles utilisés pour la production d'électricité exportée ne sont pas inclus.

Tableau A3-2 (suite)
Demande d'énergie - Utilisation finale par secteur et demande primaire par combustible
Canada et régions

(Pétajoules)	Alberta									
	Scénario de prix bas									
	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1995	2000	2005
Demande par secteur										
Résidentiel	190,5	197,2	197,9	199,7	200,1	200,4	200,7	203,1	213,4	225,3
Commercial	129,4	136,9	139,0	141,5	144,0	144,3	143,6	154,9	172,3	191,2
Industriel	163,7	180,6	175,2	172,3	172,4	173,5	176,0	225,8	258,0	305,2
Transport - Route	197,5	197,8	197,5	196,4	195,0	193,6	192,6	191,3	201,1	215,1
- Aviation, chemin de fer, maritime	47,0	50,9	52,5	54,5	55,6	56,3	56,0	60,6	65,4	70,6
Total	244,5	248,7	250,0	250,9	250,7	249,8	248,6	251,9	266,6	285,7
Non-Énergétique [a]	313,1	350,4	361,5	376,4	381,5	384,5	389,2	419,8	463,3	481,4
Utilisation finale globale	1041,1	1113,8	1123,7	1140,7	1148,7	1152,6	1158,0	1255,5	1373,5	1488,9
Usage propre	60,5	65,0	65,7	67,7	69,9	72,2	71,9	69,3	70,0	76,1
Production d'électricité et de vapeur [b][d]	376,0	360,4	346,2	344,8	346,0	349,2	354,9	416,6	459,5	506,4
Autres conversions	10,9	13,3	12,3	14,3	15,3	17,4	17,3	15,4	12,4	14,5
Moins électricité, vapeur, coke et gaz de cokéfaction	112,6	118,8	120,2	119,7	120,0	121,0	122,9	143,2	158,3	174,6
Demande d'énergie primaire	1375,9	1433,7	1427,8	1447,9	1459,9	1470,3	1479,2	1613,6	1757,1	1911,2
Demande d'énergie primaire par combustible [c] [d]										
Nucléaire [b]	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Hydroélectricité [b]	5,1	5,0	5,9	5,9	5,9	5,9	5,9	5,9	5,9	5,9
Pétrole	335,2	358,5	361,5	362,9	364,3	364,4	362,9	377,5	401,1	433,9
Gaz Naturel	604,5	648,2	627,1	642,6	651,7	654,2	659,1	697,0	740,7	814,9
LGN-Usines de gaz	37,8	32,7	32,3	32,2	31,9	31,6	31,5	32,9	35,2	37,1
Éthane	49,6	67,7	71,7	75,7	76,1	76,5	76,9	95,3	122,0	122,0
Charbon	326,9	297,7	305,5	304,6	305,7	312,2	317,2	373,3	414,2	459,2
Énergies renouvelables	16,8	23,9	23,8	24,0	24,2	25,3	25,7	31,6	37,9	38,3

Nota: [a] L'industrie pétrochimique incluse.
[b] L'hydroélectricité et le nucléaire sont convertis à des contenu d'énergie de 3.6 GJ/MW.h et 12.1 GJ/MW.h respectivement.
[c] Les butanes utilisés pour le mélange de l'essence sont retranchés du petrole pour être ajoutés aux LGN des usines de gaz au niveau primaire.
[d] Les combustibles utilisés pour la production d'électricité exportée ne sont pas inclus.

Tableau A3-2 (suite)
Demande d'énergie - Utilisation finale par secteur et demande primaire par combustible
Canada et régions

(Pétajoules)

Alberta

Scénario de prix élevé

	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1995	2000	2005
Demande par secteur										
Résidentiel	190,5	197,2	194,7	198,3	195,6	193,9	192,9	191,3	198,3	209,7
Commercial	129,4	136,9	139,5	140,4	142,2	142,0	141,2	150,9	168,4	187,8
Industriel	163,7	180,6	184,3	185,8	190,1	195,5	201,8	265,8	305,9	356,4
Transport - Route	197,5	197,8	197,3	195,7	194,6	193,5	192,8	193,6	204,9	218,3
- Aviation, chemin de fer, maritime	47,0	50,9	51,8	53,2	53,8	54,1	53,6	55,3	57,6	60,7
- Total	244,5	248,7	249,1	248,9	248,4	247,6	246,4	249,0	262,5	279,0
Non-Énergétique [a]	313,1	350,4	361,6	376,3	381,1	384,3	389,1	419,9	462,8	480,3
Utilisation finale globale	1041,1	1113,8	1129,1	1149,8	1157,4	1163,2	1171,4	1276,8	1397,9	1513,2
Usage propre	60,5	65,0	66,1	68,0	70,1	72,4	72,2	69,8	70,1	75,5
Production d'électricité et de vapeur [b][d]	376,0	360,4	354,9	362,3	370,4	381,0	394,6	490,2	550,1	607,0
Autres conversions	10,9	13,3	12,3	13,3	15,3	17,3	16,3	14,4	11,4	12,4
Moins électricité, vapeur, coke et gaz de cokéfaction	112,6	118,8	123,0	125,3	127,8	131,2	135,5	165,8	186,2	205,9
Demande d'énergie primaire	1375,9	1433,7	1439,4	1468,2	1485,5	1502,8	1519,1	1685,4	1843,3	2002,3
Demande d'énergie primaire par combustible [c] [d]										
Nucléaire [b]	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Hydroélectricité [b]	5,1	5,0	5,9	5,9	5,9	5,9	5,9	5,9	5,9	5,9
Pétrole	335,2	358,5	364,7	365,2	366,0	366,5	365,4	379,7	401,2	429,6
Gaz Naturel	604,5	648,2	632,1	650,9	661,5	661,5	669,0	712,7	739,7	809,2
LGN-Usines de gaz	37,8	32,7	29,4	29,4	29,2	29,0	28,9	30,7	33,1	35,1
Éthane	49,6	67,7	71,7	75,7	76,1	76,5	76,9	95,3	122,0	122,0
Charbon	326,9	297,7	311,9	317,1	322,6	338,0	347,4	429,5	503,5	562,4
Énergies renouvelables	16,8	23,9	23,8	24,0	24,2	25,4	25,6	31,6	37,9	38,1

Nota: [a] L'industrie pétrochimique incluse.
[b] L'hydroélectricité et le nucléaire sont convertis à des contenu d'énergie de 3.6 GJ/MW.h et 12.1 GJ/MW.h respectivement.
[c] Les butanes utilisés pour le mélange de l'essence sont retranchés du petrole pour être ajoutés aux LGN des usines de gaz au niveau primaire.
[d] Les combustibles utilisés pour la production d'électricité exportée ne sont pas inclus.

Tableau A3-2 (suite)
Demande d'énergie - Utilisation finale par secteur et demande primaire par combustible
Canada et régions

(Pétajoules)

Colombie-Britannique et Territoires

Scénario de prix bas

	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1995	2000	2005
Demande par secteur										
Résidentiel	126,4	130,3	131,0	133,1	133,4	136,5	137,1	141,9	150,1	158,1
Commercial	94,3	98,2	99,4	102,6	105,9	108,4	110,3	121,2	136,5	155,7
Industriel	388,1	413,3	434,3	446,1	453,3	459,1	460,9	480,8	519,4	574,5
Transport - Route	158,3	155,7	155,4	154,7	154,2	153,7	153,4	155,3	166,5	181,5
- Aviation, chemin de fer, maritime	48,9	48,7	52,3	56,0	59,1	60,5	60,5	67,5	75,5	82,7
- Total	207,2	204,4	207,7	210,7	213,3	214,2	214,0	222,8	241,9	264,3
Non-Énergétique [a]	35,7	41,0	42,3	47,6	49,6	50,1	50,6	56,7	65,7	68,8
Utilisation finale globale	851,7	887,2	914,7	940,1	955,4	968,3	972,8	1023,5	1113,6	1221,3
Usage propre	47,7	53,7	55,8	58,2	61,1	64,1	65,9	55,5	60,4	68,2
Production d'électricité et de vapeur [b][d]	173,0	188,2	202,0	205,4	210,8	216,0	219,2	234,9	263,8	297,1
Autres conversions	0,0	1,9	2,0	2,1	2,2	2,2	2,2	2,4	2,6	2,9
Moins électricité, vapeur, coke et gaz de cokéfaction	168,7	176,8	188,4	190,6	194,4	198,1	200,7	212,2	237,6	267,7
Demande d'énergie primaire	903,8	954,1	986,2	1015,3	1035,1	1052,6	1059,5	1104,0	1202,8	1321,9
Demande d'énergie primaire par combustible [c] [d]										
Nucléaire [b]	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Hydroélectricité [b]	154,0	169,1	179,9	182,3	186,3	189,2	189,9	198,0	222,6	246,9
Pétrole	347,1	342,5	350,2	355,8	358,4	358,8	357,2	360,3	381,6	411,6
Gaz Naturel	195,4	207,7	212,8	226,1	237,3	247,6	254,2	267,9	312,2	366,3
LGN-Usines de gaz	5,5	4,7	4,8	4,8	4,9	5,1	5,2	5,8	6,5	7,2
Éthane	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Charbon	3,0	9,1	10,8	12,1	13,5	14,7	15,8	22,1	23,3	25,0
Énergies renouvelables	198,7	221,0	227,8	234,1	234,8	237,2	237,1	249,9	256,6	265,0

Nota: [a] L'industrie pétrochimique incluse.
[b] L'hydroélectricité et le nucléaire sont convertis à des contenu d'énergie de 3.6 GJ/MW.h et 12.1 GJ/MW.h respectivement.
[c] Les butanes utilisés pour le mélange de l'essence sont retranchés du petrole pour être ajoutés aux LGN des usines de gaz au niveau primaire.
[d] Les combustibles utilisés pour la production d'électricité exportée ne sont pas inclus.

Tableau A3-2 (suite)
Demande d'énergie - Utilisation finale par secteur et demande primaire par combustible
Canada et régions

(Pétajoules)

Colombie-Britannique et Territoires

Scénario de prix élevé

	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1995	2000	2005
Demande par secteur										
Résidentiel	126,4	130,3	130,7	131,6	130,6	132,2	131,7	131,4	137,3	143,0
Commercial	94,3	98,2	99,1	101,2	103,2	104,5	105,2	110,8	122,0	135,6
Industriel	388,1	413,3	431,4	438,1	440,8	442,7	441,1	450,7	473,0	506,2
Transport - Route	158,3	155,7	155,0	153,9	152,8	151,7	150,7	146,5	149,8	156,3
- Aviation, chemin de fer, maritime	48,9	48,7	51,1	53,4	54,9	55,7	55,4	59,3	65,1	70,4
- Total	207,2	204,4	206,1	207,3	207,7	207,4	206,0	205,8	214,9	226,7
Non-Énergétique [a]	35,7	41,0	42,3	47,4	49,3	49,8	50,3	56,2	64,8	67,4
Utilisation finale globale	851,7	887,2	909,7	925,6	931,5	936,7	934,4	954,8	1012,1	1078,9
Usage propre	47,7	53,7	55,5	57,3	59,6	62,0	63,2	50,7	53,9	58,4
Production d'électricité et de vapeur [b][d]	173,0	188,2	200,0	200,9	203,6	206,4	208,6	220,1	251,9	271,1
Autres conversions	0,0	1,9	2,0	2,1	2,1	2,2	2,1	2,2	2,4	2,6
Moins électricité, vapeur, coke et gaz de cokéfaction	168,7	176,8	187,3	187,5	189,8	192,1	193,3	201,3	220,7	240,7
Demande d'énergie primaire	903,8	954,1	979,9	998,3	1007,0	1015,1	1015,1	1026,5	1099,7	1170,3
Demande d'énergie primaire par combustible [c] [d]										
Nucléaire [b]	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Hydroélectricité [b]	154,0	169,1	178,1	178,1	180,1	182,0	183,1	190,2	204,3	226,5
Pétrole	347,1	342,5	345,5	347,2	344,8	342,0	337,6	324,4	328,3	341,8
Gaz Naturel	195,4	207,7	212,7	221,9	228,9	234,1	236,4	235,7	283,0	308,5
LGN-Usines de gaz	5,5	4,7	5,0	5,1	5,3	5,5	5,7	6,8	7,9	8,9
Éthane	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Charbon	3,0	9,1	10,7	11,8	12,8	13,9	14,7	19,8	20,0	20,5
Énergies renouvelables	198,7	221,0	227,9	234,3	235,1	237,5	237,5	249,7	256,0	264,1

Nota: [a] L'industrie pétrochimique incluse.
[b] L'hydroélectricité et le nucléaire sont convertis à des contenu d'énergie de 3.6 GJ/MW.h et 12.1 GJ/MW.h respectivement.
[c] Les butanes utilisés pour le mélange de l'essence sont retranchés du petrole pour être ajoutés aux LGN des usines de gaz au niveau primaire.
[d] Les combustibles utilisés pour la production d'électricité exportée ne sont pas inclus.

Tableau A3-3
Bilan global de l'énergie - Canada

(Pétajoules)

1984

Données historiques

	Gaz Naturel (1)	LGN (2)	Charbon, coke, gaz de cokéfaction (3)	Électricité (4)	Pétrole (5)	Vapeur (6)	Renouvelables (7)	[d] Hydro-électricité (8)	[d] Nucléaire (9)	Total (10)
Demande par secteur										
Résidentiel	487	34	4	393	279	0	105	0	0	1302
Commercial	401	16	1	299	147	1	7	0	0	872
Pétrochimique	290	77	0	0	116	0	0	0	0	484
Industriel [a]	565	12	234	577	319	46	351	0	0	2104
Transport	0	12	0	3	1710	0	0	0	0	1725
Route	0	12	0	3	1383	0	0	0	0	1398
Chemin de fer	0	0	0	0	87	0	0	0	0	87
Aviation	0	0	0	0	155	0	0	0	0	155
Maritime	0	0	0	0	85	0	0	0	0	85
Utilisation non-énergétique [a]	0	0	0	0	191	0	0	0	0	191
Utilisation finale globale	1744	153	239	1271	2762	46	463	0	0	6678
Usage propre et conversions										
Usage propre	127	8	1	119	223	0	0	0	0	479
Production d'électricité [d]	68	0	794	0	44	0	16	929	569	2420
Production de vapeur	0	0	5	0	6	0	0	0	36	48
Autres conversions	11	44	200	0	-44	0	0	0	0	211
Total de l'usage propre et des conversions	206	52	1001	119	229	0	16	929	605	3158
Moins la demande non primaire [b]	0	65	191	1390	-65	46	0	0	0	1627
Demande primaire globale [c]	1949	140	1049	0	3056	0	480	929	605	8209
Combustibles pour la production de l'électricité exportée [d]	0	0	119	0	19	0	0	92	27	256
Total partiel	1949	140	1167	0	3075	0	480	1022	632	8465
Exportations d'énergie primaire	812	185	737	0	1014	0	0	0	0	2747
Disposition globale [e]	2761	325	1904	0	4088	0	480	1022	632	11212
Importations d'énergie	0	0	551	0	669	0	0	0	0	1220
Production d'énergie	2720	329	1396	0	3516	0	480	1022	632	10095
Offre primaire globale [e]	2720	329	1947	0	4185	0	480	1022	632	11314

Nota: [a] Exclut l'industrie pétrochimique.
[b] Les produits pétroliers incluent les GPL des raffineries dans le but de calculer la demande d'énergie primaire.
[c] Les butanes utilisés pour le mélange de l'essence sont retranchés des produits pétroliers et ajoutés aux LGN au niveau des combustibles primaires.
[d] Les énergies hydroélectrique et nucléaire sont converties à 3.6 GJ/MW.h et 12.1 GJ/MW.h respectivement.
[e] La disposition et l'offre globale peuvent ne pas s'égaler étant donné les variations des inventaires.

Tableau A3-3 (suite)
Bilan global de l'énergie - Canada

(Pétajoules)

1985

Données historiques

	Gaz Naturel (1)	LGN (2)	Charbon, coke, gaz de cokéfaction (3)	Électricité (4)	Pétrole (5)	Vapeur (6)	Renouvelables (7)	[d] Hydro-électricité (8)	[d] Nucléaire (9)	Total (10)
Demande par secteur										
Résidentiel	508	34	3	411	265	0	107	0	0	1329
Commercial	423	16	1	309	130	1	8	0	0	888
Pétrochimique	305	100	0	0	132	0	0	0	0	537
Industriel [a]	610	12	264	611	274	40	378	0	0	2190
Transport	1	14	0	3	1714	0	0	0	0	1732
Route	1	14	0	3	1389	0	0	0	0	1407
Chemin de fer	0	0	0	0	92	0	0	0	0	92
Aviation	0	0	0	0	160	0	0	0	0	160
Maritime	0	0	0	0	73	0	0	0	0	73
Utilisation non-énergétique [a]	0	0	0	0	211	0	0	0	0	211
Utilisation finale globale	1848	177	268	1334	2725	41	493	0	0	6886
Usage propre et conversions										
Usage propre	133	17	4	125	221	0	0	0	0	500
Production d'électricité [d]	62	0	695	0	70	0	23	977	673	2500
Production de vapeur	0	0	3	0	7	0	0	0	41	51
Autres conversions	13	36	221	0	-36	0	0	0	0	234
Total de l'usage propre et des conversions	208	53	923	125	262	0	23	977	715	3285
Moins la demande non primaire [b]	0	74	211	1459	-74	41	0	0	0	1710
Demande primaire globale [c]	2056	156	980	0	3061	0	517	977	715	8461
Combustibles pour la production de l'électricité exportée [d]	0	0	106	0	3	0	0	111	21	241
Total partiel	2056	156	1087	0	3064	0	517	1088	735	8701
Exportations d'énergie primaire	991	163	802	0	1419	0	0	0	0	3375
Disposition globale [e]	3047	319	1889	0	4483	0	517	1088	735	12077
Importations d'énergie	0	0	437	0	796	0	0	0	0	1233
Production d'énergie	3047	319	1487	0	3607	0	517	1088	735	10800
Offre primaire globale [e]	3047	319	1924	0	4403	0	517	1088	735	12032

Nota: [a] Exclut l'industrie pétrochimique.
[b] Les produits pétroliers incluent les GPL des raffineries dans le but de calculer la demande d'énergie primaire.
[c] Les butanes utilisés pour le mélange de l'essence sont retranchés des produits pétroliers et ajoutés aux LGN au niveau des combustibles primaires.
[d] Les énergies hydroélectrique et nucléaire sont converties à 3.6 GJ/MW.h et 12.1 GJ/MW.h respectivement.
[e] La disposition et l'offre globale peuvent ne pas s'égaler étant donné les variations des inventaires.

(Pétajoules)

1986

Scénario de prix bas

	Gaz Naturel (1)	LGN (2)	Charbon, coke, gaz de cokéfaction (3)	Électricité (4)	[e] Pétrole (5)	Vapeur (6)	Renouvelables (7)	[d] Hydro-électricité (8)	[d] Nucléaire (9)	Total (10)
Demande par secteur										
Résidentiel	516	35	3	424	261	0	109	0	0	1347
Commercial	436	17	1	322	134	1	9	0	0	919
Pétrochimique	318	108	0	0	128	0	0	0	0	554
Industriel [a]	623	13	285	643	307	34	386	0	0	2292
Transport	2	15	0	3	1735	0	0	0	0	1755
Route	2	15	0	3	1393	0	0	0	0	1413
Chemin de fer	0	0	0	0	95	0	0	0	0	95
Aviation	0	0	0	0	165	0	0	0	0	165
Maritime	0	0	0	0	82	0	0	0	0	82
Utilisation non-énergétique [a]	0	0	0	0	217	0	0	0	0	217
Utilisation finale globale	1895	187	289	1393	2781	35	504	0	0	7084
Usage propre et conversions										
Usage propre	133	18	5	133	226	0	0	0	0	514
Production d'électricité [d]	39	0	725	0	78	0	25	1013	763	2643
Production de vapeur	0	0	1	0	2	0	0	0	41	44
Autres conversions	12	36	241	0	-36	0	0	0	0	253
Total de l'usage propre et des conversions	184	53	971	133	270	0	25	1013	805	3454
Moins la demande non primaire [b]	0	76	229	1526	-76	35	0	0	0	1790
Demande primaire globale [c]	2078	164	1031	0	3127	0	529	1013	805	8747
Combustibles pour la production de l'électricité exportée [d]	0	0	62	0	0	0	0	120	22	204
Total partiel	2078	164	1094	0	3127	0	529	1132	827	8952
Exportations d'énergie primaire	853	143	661	0	1688	0	0	0	0	3345
Disposition globale	2931	307	1755	0	4815	0	529	1132	827	12297
Importations d'énergie	0	0	373	0	976	0	0	0	0	1349
Production d'énergie	2931	307	1382	0	3874	0	529	1132	827	10983
Offre primaire globale	2931	307	1755	0	4850	0	529	1132	827	12331

Nota: [a] Exclut l'industrie pétrochimique.
[b] Les produits pétroliers incluent les GPL des raffineries dans le but de calculer la demande d'énergie primaire.
[c] Les butanes utilisés pour le mélange de l'essence sont retranchés des produits pétroliers et ajoutés aux LGN au niveau des combustibles primaires.
[d] Les énergies hydroélectrique et nucléaire sont convertis à 3.6 GJ/MW.h et 12.1 GJ/MW.h respectivement.
[e] La différence entre l'offre et la disposition de pétrole est due à des différences dans l'utilisation de facteurs de conversion et dans le traitement des butanes des usines de gaz.

Tableau A3-3 (suite)
Bilan global de l'énergie - Canada

(Pétajoules)

1986

Scénario de prix élevé

	Gaz Naturel (1)	LGN (2)	Charbon, coke, gaz de cokéfaction (3)	Électricité (4)	[e] Pétrole (5)	Vapeur (6)	Renouvelables (7)	[d] Hydro-électricité (8)	[d] Nucléaire (9)	Total (10)
Demande par secteur										
Résidentiel	515	35	3	424	255	0	109	0	0	1341
Commercial	436	17	1	322	132	1	9	0	0	917
Pétrochimique	318	108	0	0	128	0	0	0	0	554
Industriel [a]	630	13	284	643	301	34	386	0	0	2291
Transport	2	15	0	3	1726	0	0	0	0	1747
Route	2	15	0	3	1390	0	0	0	0	1410
Chemin de fer	0	0	0	0	94	0	0	0	0	94
Aviation	0	0	0	0	162	0	0	0	0	162
Maritime	0	0	0	0	79	0	0	0	0	79
Utilisation non-énergétique [a]	0	0	0	0	216	0	0	0	0	216
Utilisation finale globale	1900	187	288	1393	2758	35	504	0	0	7065
Usage propre et conversions										
Usage propre	133	18	5	133	224	0	0	0	0	513
Production d'électricité [d]	41	0	714	0	78	0	25	1009	766	2634
Production de vapeur	0	0	1	0	2	0	0	0	41	44
Autres conversions	12	35	239	0	-35	0	0	0	0	251
Total de l'usage propre et des conversions	186	53	958	133	269	0	25	1009	807	3442
Moins la demande non primaire [b]	0	75	228	1526	-75	35	0	0	0	1789
Demande primaire globale [c]	2086	166	1018	0	3102	0	530	1009	807	8718
Combustibles pour la production de l'électricité exportée [d]	0	0	62	0	0	0	0	133	23	218
Total partiel	2086	166	1080	0	3102	0	530	1142	830	8936
Exportations d'énergie primaire	853	142	661	0	1752	0	0	0	0	3408
Disposition globale	2939	308	1741	0	4854	0	530	1142	830	12344
Importations d'énergie	0	0	360	0	965	0	0	0	0	1325
Production d'énergie	2939	308	1381	0	3891	0	530	1142	830	11021
Offre primaire globale	2939	308	1741	0	4856	0	530	1142	830	12346

Nota: [a] Exclut l'industrie pétrochimique.
[b] Les produits pétroliers incluent les GPL des raffineries dans le but de calculer la demande d'énergie primaire.
[c] Les butanes utilisés pour le mélange de l'essence sont retranchés des produits pétroliers et ajoutés aux LGN au niveau des combustibles primaires.
[d] Les énergies hydroélectrique et nucléaire sont convertis à 3.6 GJ/MW.h et 12.1 GJ/MW.h respectivement.
[e] La différence entre l'offre et la disposition de pétrole est due à des différences dans l'utilisation de facteurs de conversion et dans le traitement des butanes des usines de gaz.

(Pétajoules)

1987

Scénario de prix bas

	Gaz Naturel (1)	LGN (2)	Charbon, coke, gaz de cokéfaction (3)	Électricité (4)	[e] Pétrole (5)	Vapeur (6)	Renouvelables (7)	[d] Hydro-électricité (8)	[d] Nucléaire (9)	Total (10)
Demande par secteur										
Résidentiel	530	35	3	434	256	0	111	0	0	1369
Commercial	456	17	1	334	136	1	10	0	0	954
Pétrochimique	333	121	0	0	114	0	0	0	0	568
Industriel [a]	660	13	300	658	320	35	395	0	0	2380
Transport	2	15	0	3	1757	0	0	0	0	1777
Route	2	15	0	3	1398	0	0	0	0	1419
Chemin de fer	0	0	0	0	100	0	0	0	0	100
Aviation	0	0	0	0	171	0	0	0	0	171
Maritime	0	0	0	0	87	0	0	0	0	87
Utilisation non-énergétique [a]	0	0	0	0	222	0	0	0	0	222
Utilisation finale globale	1980	202	303	1429	2805	36	516	0	0	7271
Usage propre et conversions										
Usage propre	145	20	5	136	228	0	0	0	0	534
Production d'électricité [d]	40	0	709	0	79	0	26	1032	876	2764
Production de vapeur	0	0	1	0	2	0	0	0	42	45
Autres conversions	14	35	253	0	-35	0	0	0	0	267
Total de l'usage propre et des conversions	200	55	968	136	274	0	26	1032	918	3609
Moins la demande non primaire [b]	0	79	241	1566	-79	36	0	0	0	1842
Demande primaire globale [c]	2179	179	1031	0	3158	0	542	1032	918	9038
Combustibles pour la production de l'électricité exportée [d]	0	0	62	0	0	0	0	136	25	224
Total partiel	2179	179	1093	0	3158	0	542	1169	943	9262
Exportations d'énergie primaire	1014	140	664	0	1465	0	0	0	0	3284
Disposition globale	3193	319	1757	0	4623	0	542	1169	943	12546
Importations d'énergie	0	0	370	0	981	0	0	0	0	1351
Production d'énergie	3193	319	1388	0	3708	0	542	1169	943	11261
Offre primaire globale	3193	319	1757	0	4689	0	542	1169	943	12612

Nota: [a] Exclut l'industrie pétrochimique.
[b] Les produits pétroliers incluent les GPL des raffineries dans le but de calculer la demande d'énergie primaire.
[c] Les butanes utilisés pour le mélange de l'essence sont retranchés des produits pétroliers et ajoutés aux LGN au niveau des combustibles primaires.
[d] Les énergies hydroélectrique et nucléaire sont convertis à 3.6 GJ/MW.h et 12.1 GJ/MW.h respectivement.
[e] La différence entre l'offre et la disposition de pétrole est due à des différences dans l'utilisation de facteurs de conversion et dans le traitement des butanes des usines de gaz.

Tableau A3-3 (suite)
Bilan global de l'énergie - Canada

(Pétajoules)

1987

Scénario de prix élevé

	Gaz Naturel (1)	LGN (2)	Charbon, coke, gaz de cokéfaction (3)	Électricité (4)	[e] Pétrole (5)	Vapeur (6)	Renouvelables (7)	[d] Hydro-électricité (8)	[d] Nucléaire (9)	Total (10)
Demande par secteur										
Résidentiel	524	35	3	435	246	0	111	0	0	1353
Commercial	448	17	1	332	133	1	10	0	0	941
Pétrochimique	333	121	0	0	114	0	0	0	0	568
Industriel [a]	647	13	293	650	311	34	395	0	0	2343
Transport	3	16	0	4	1736	0	0	0	0	1760
Route	3	16	0	4	1389	0	0	0	0	1412
Chemin de fer	0	0	0	0	98	0	0	0	0	98
Aviation	0	0	0	0	167	0	0	0	0	167
Maritime	0	0	0	0	83	0	0	0	0	83
Utilisation non-énergétique [a]	0	0	0	0	221	0	0	0	0	221
Utilisation finale globale	1955	203	297	1421	2761	34	516	0	0	7186
Usage propre et conversions										
Usage propre	143	20	5	136	225	0	0	0	0	528
Production d'électricité [d]	45	0	690	0	84	0	26	1022	878	2746
Production de vapeur	0	0	1	0	2	0	0	0	40	43
Autres conversions	13	35	247	0	-35	0	0	0	0	260
Total de l'usage propre et des conversions	201	55	943	136	275	0	26	1022	918	3578
Moins la demande non primaire [b]	0	77	236	1556	-77	34	0	0	0	1827
Demande primaire globale [c]	2156	181	1004	0	3114	0	542	1022	918	8937
Combustibles pour la production de l'électricité exportée [d]	0	0	62	0	0	0	0	149	26	237
Total partiel	2156	181	1067	0	3114	0	542	1171	944	9175
Exportations d'énergie primaire	1014	137	664	0	1585	0	0	0	0	3401
Disposition globale	3170	318	1731	0	4699	0	542	1171	944	12575
Importations d'énergie	0	0	348	0	978	0	0	0	0	1326
Production d'énergie	3170	318	1383	0	3790	0	542	1171	944	11318
Offre primaire globale	3170	318	1731	0	4768	0	542	1171	944	12645

Nota: [a] Exclut l'industrie pétrochimique.
[b] Les produits pétroliers incluent les GPL des raffineries dans le but de calculer la demande d'énergie primaire.
[c] Les butanes utilisés pour le mélange de l'essence sont retranchés des produits pétroliers et ajoutés aux LGN au niveau des combustibles primaires.
[d] Les énergies hydroélectrique et nucléaire sont convertis à 3.6 GJ/MW.h et 12.1 GJ/MW.h respectivement.
[e] La différence entre l'offre et la disposition de pétrole est due à des différences dans l'utilisation de facteurs de conversion et dans le traitement des butanes des usines de gaz.

Tableau A3-3 (suite)
Bilan global de l'énergie - Canada

(Pétajoules)

1988

Scénario de prix bas

	Gaz Naturel (1)	LGN (2)	Charbon, coke, gaz de cokéfaction (3)	Électricité (4)	[e] Pétrole (5)	Vapeur (6)	Renouvelables (7)	[d] Hydro-électricité (8)	[d] Nucléaire (9)	Total (10)
Demande par secteur										
Résidentiel	544	35	3	448	252	0	113	0	0	1396
Commercial	474	18	1	343	137	1	11	0	0	985
Pétrochimique	337	129	0	0	95	0	0	0	0	562
Industriel [a]	711	13	308	675	316	35	399	0	0	2458
Transport	3	16	0	3	1777	0	0	0	0	1798
Route	3	16	0	3	1407	0	0	0	0	1429
Chemin de fer	0	0	0	0	102	0	0	0	0	102
Aviation	0	0	0	0	176	0	0	0	0	176
Maritime	0	0	0	0	92	0	0	0	0	92
Utilisation non-énergétique [a]	0	0	0	0	229	0	0	0	0	229
Utilisation finale globale	2069	212	312	1469	2806	36	523	0	0	7427
Usage propre et conversions										
Usage propre	163	22	6	138	228	0	0	0	0	557
Production d'électricité [d]	42	0	653	0	89	0	27	1048	1025	2883
Production de vapeur	0	0	1	0	2	0	0	0	42	45
Autres conversions	15	35	259	0	-35	0	0	0	0	274
Total de l'usage propre et des conversions	220	57	918	138	283	0	27	1048	1067	3759
Moins la demande non primaire [b]	0	81	247	1607	-81	36	0	0	0	1890
Demande primaire globale [c]	2288	189	984	0	3170	0	550	1048	1067	9296
Combustibles pour la production de l'électricité exportée [d]	0	0	55	0	0	0	0	131	35	221
Total partiel	2288	189	1038	0	3170	0	550	1179	1102	9516
Exportations d'énergie primaire	1233	150	668	0	1202	0	0	0	0	3253
Disposition globale	3521	339	1706	0	4372	0	550	1179	1102	12769
Importations d'énergie	0	0	333	0	993	0	0	0	0	1326
Production d'énergie	3521	339	1373	0	3443	0	550	1179	1102	11507
Offre primaire globale	3521	339	1706	0	4436	0	550	1179	1102	12833

Nota: [a] Exclut l'industrie pétrochimique.
[b] Les produits pétroliers incluent les GPL des raffineries dans le but de calculer la demande d'énergie primaire.
[c] Les butanes utilisés pour le mélange de l'essence sont retranchés des produits pétroliers et ajoutés aux LGN au niveau des combustibles primaires.
[d] Les énergies hydroélectrique et nucléaire sont converties à 3.6 GJ/MW.h et 12.1 GJ/MW.h respectivement.
[e] La différence entre l'offre et la disposition de pétrole est due à des différences dans l'utilisation de facteurs de conversion et dans le traitement des butanes des usines de gaz.

Tableau A3-3 (suite)
Bilan global de l'énergie - Canada

(Pétajoules)

1988

Scénario de prix élevé

	Gaz Naturel (1)	LGN (2)	Charbon, coke, gaz de cokéfaction (3)	Électricité (4)	[e] Pétrole (5)	Vapeur (6)	Renouvelables (7)	[d] Hydro-électricité (8)	[d] Nucléaire (9)	Total (10)
Demande par secteur										
Résidentiel	529	35	3	448	237	0	113	0	0	1365
Commercial	457	18	1	340	132	1	11	0	0	960
Pétrochimique	337	129	0	0	95	0	0	0	0	562
Industriel [a]	682	13	298	663	304	33	398	0	0	2392
Transport	4	18	0	4	1744	0	0	0	0	1770
Route	4	18	0	4	1390	0	0	0	0	1416
Chemin de fer	0	0	0	0	99	0	0	0	0	99
Aviation	0	0	0	0	170	0	0	0	0	170
Maritime	0	0	0	0	84	0	0	0	0	84
Utilisation non-énergétique [a]	0	0	0	0	225	0	0	0	0	225
Utilisation finale globale	2009	213	302	1455	2737	34	522	0	0	7272
Usage propre et conversions										
Usage propre	159	22	5	137	222	0	0	0	0	546
Production d'électricité [d]	49	0	626	0	91	0	27	1036	1024	2854
Production de vapeur	0	0	1	0	2	0	0	0	40	42
Autres conversions	15	35	252	0	-35	0	0	0	0	267
Total de l'usage propre et des conversions	222	57	884	137	281	0	27	1036	1064	3708
Moins la demande non primaire [b]	0	79	240	1592	-79	34	0	0	0	1866
Demande primaire globale [c]	2231	191	946	0	3097	0	549	1036	1064	9114
Combustibles pour la production de l'électricité exportée [d]	0	0	74	0	0	0	0	146	39	259
Total partiel	2231	191	1020	0	3097	0	549	1182	1102	9373
Exportations d'énergie primaire	1233	129	668	0	1399	0	0	0	0	3429
Disposition globale	3464	320	1688	0	4496	0	549	1182	1102	12802
Importations d'énergie	0	0	310	0	961	0	0	0	0	1271
Production d'énergie	3464	320	1378	0	3597	0	549	1182	1102	11592
Offre primaire globale	3464	320	1688	0	4558	0	549	1182	1102	12863

Nota: [a] Exclut l'industrie pétrochimique.
[b] Les produits pétroliers incluent les GPL des raffineries dans le but de calculer la demande d'énergie primaire.
[c] Les butanes utilisés pour le mélange de l'essence sont retranchés des produits pétroliers et ajoutés aux LGN au niveau des combustibles primaires.
[d] Les énergies hydroélectrique et nucléaire sont convertis à 3.6 GJ/MW.h et 12.1 GJ/MW.h respectivement.
[e] La différence entre l'offre et la disposition de pétrole est due à des différences dans l'utilisation de facteurs de conversion et dans le traitement des butanes des usines de gaz.

(Pétajoules)

1989

Scénario de prix bas

	Gaz Naturel (1)	LGN (2)	Charbon, coke, gaz de cokéfaction (3)	Électricité (4)	[e] Pétrole (5)	Vapeur (6)	Renouvelables (7)	[d] Hydro-électricité (8)	[d] Nucléaire (9)	Total (10)
Demande par secteur										
Résidentiel	555	36	3	461	248	0	115	0	0	1417
Commercial	486	18	1	351	137	1	12	0	0	1007
Pétrochimique	339	135	0	0	97	0	0	0	0	571
Industriel [a]	776	14	316	661	332	34	404	0	0	2536
Transport	3	16	0	3	1794	0	0	0	0	1817
Route	3	16	0	3	1419	0	0	0	0	1442
Chemin de fer	0	0	0	0	104	0	0	0	0	104
Aviation	0	0	0	0	178	0	0	0	0	178
Maritime	0	0	0	0	92	0	0	0	0	92
Utilisation non-énergétique [a]	0	0	0	0	233	0	0	0	0	233
Utilisation finale globale	2159	220	320	1476	2841	35	531	0	0	7581
Usage propre et conversions										
Usage propre	183	23	6	137	231	0	0	0	0	582
Production d'électricité [d]	40	0	671	0	97	0	29	1025	1094	2955
Production de vapeur	0	0	1	0	2	0	0	0	42	44
Autres conversions	17	35	265	0	-35	0	0	0	0	282
Total de l'usage propre et des conversions	240	58	943	137	295	0	29	1025	1135	3863
Moins la demande non primaire [b]	0	83	253	1613	-83	35	0	0	0	1901
Demande primaire globale [c]	2399	195	1010	0	3218	0	560	1025	1135	9542
Combustibles pour la production de l'électricité exportée [d]	0	0	56	0	0	0	0	138	41	236
Total partiel	2399	195	1067	0	3218	0	560	1163	1176	9778
Exportations d'énergie primaire	1462	186	672	0	983	0	0	0	0	3303
Disposition globale	3861	381	1738	0	4201	0	560	1163	1176	13081
Importations d'énergie	0	0	341	0	1022	0	0	0	0	1363
Production d'énergie	3861	381	1397	0	3234	0	560	1163	1176	11773
Offre primaire globale	3861	381	1738	0	4256	0	560	1163	1176	13136

Nota: [a] Exclut l'industrie pétrochimique.
[b] Les produits pétroliers incluent les GPL des raffineries dans le but de calculer la demande d'énergie primaire.
[c] Les butanes utilisés pour le mélange de l'essence sont retranchés des produits pétroliers et ajoutés aux LGN au niveau des combustibles primaires.
[d] Les énergies hydroélectrique et nucléaire sont convertis à 3.6 GJ/MW.h et 12.1 GJ/MW.h respectivement.
[e] La différence entre l'offre et la disposition de pétrole est due à des différences dans l'utilisation de facteurs de conversion et dans le traitement des butanes des usines de gaz.

Tableau A3-3 (suite)
Bilan global de l'énergie - Canada

(Pétajoules)

1989

Scénario de prix élevé

	Gaz Naturel (1)	LGN (2)	Charbon, coke, gaz de cokéfaction (3)	Électricité (4)	[e] Pétrole (5)	Vapeur (6)	Renouvelables (7)	[d] Hydro-électricité (8)	[d] Nucléaire (9)	Total (10)
Demande par secteur										
Résidentiel	531	35	3	461	228	0	114	0	0	1372
Commercial	462	18	1	347	130	1	12	0	0	971
Pétrochimique	339	135	0	0	97	0	0	0	0	571
Industriel [a]	730	14	305	646	315	32	403	0	0	2444
Transport	5	19	0	5	1749	0	0	0	0	1777
Route	5	19	0	5	1394	0	0	0	0	1423
Chemin de fer	0	0	0	0	101	0	0	0	0	101
Aviation	0	0	0	0	170	0	0	0	0	170
Maritime	0	0	0	0	84	0	0	0	0	84
Utilisation non-énergétique [a]	0	0	0	0	229	0	0	0	0	229
Utilisation finale globale	2067	220	308	1459	2748	33	529	0	0	7365
Usage propre et conversions										
Usage propre	176	23	6	136	224	0	0	0	0	566
Production d'électricité [d]	44	0	629	0	102	0	29	1018	1090	2912
Production de vapeur	0	0	1	0	2	0	0	0	38	41
Autres conversions	17	35	257	0	-35	0	0	0	0	274
Total de l'usage propre et des conversions	238	58	892	136	293	0	29	1018	1128	3792
Moins la demande non primaire [b]	0	80	245	1596	-80	33	0	0	0	1873
Demande primaire globale [c]	2305	198	955	0	3121	0	558	1018	1128	9284
Combustibles pour la production de l'électricité exportée [d]	0	0	76	0	0	0	0	147	48	271
Total partiel	2305	198	1031	0	3121	0	558	1165	1176	9555
Exportations d'énergie primaire	1462	130	672	0	1271	0	0	0	0	3535
Disposition globale	3767	328	1703	0	4392	0	558	1165	1176	13090
Importations d'énergie	0	0	302	0	969	0	0	0	0	1270
Production d'énergie	3767	328	1402	0	3479	0	558	1165	1176	11875
Offre primaire globale	3767	328	1703	0	4448	0	558	1165	1176	13145

Nota: [a] Exclut l'industrie pétrochimique.
[b] Les produits pétroliers incluent les GPL des raffineries dans le but de calculer la demande d'énergie primaire.
[c] Les butanes utilisés pour le mélange de l'essence sont retranchés des produits pétroliers et ajoutés aux LGN au niveau des combustibles primaires.
[d] Les énergies hydroélectrique et nucléaire sont convertis à 3.6 GJ/MW.h et 12.1 GJ/MW.h respectivement.
[e] La différence entre l'offre et la disposition de pétrole est due à des différences dans l'utilisation de facteurs de conversion et dans le traitement des butanes des usines de gaz.

(Pétajoules)

1990

Scénario de prix bas

	Gaz Naturel (1)	LGN (2)	Charbon, coke, gaz de cokéfaction (3)	Électricité (4)	[e] Pétrole (5)	Vapeur (6)	Renouvelables (7)	[d] Hydro-électricité (8)	[d] Nucléaire (9)	Total (10)
Demande par secteur										
Résidentiel	562	36	3	472	242	0	116	0	0	1431
Commercial	493	18	1	359	193	1	13	0	0	1021
Pétrochimique	343	140	0	0	98	0	0	0	0	581
Industriel [a]	793	14	314	671	322	32	406	0	0	2553
Transport	4	17	0	3	1807	0	0	0	0	1831
Route	4	17	0	3	1435	0	0	0	0	1459
Chemin de fer	0	0	0	0	105	0	0	0	0	105
Aviation	0	0	0	0	177	0	0	0	0	177
Maritime	0	0	0	0	90	0	0	0	0	90
Utilisation non-énergétique [a]	0	0	0	0	236	0	0	0	0	236
Utilisation finale globale	2195	226	317	1506	2841	33	536	0	0	7654
Usage propre et conversions										
Usage propre	183	24	6	138	231	0	0	0	0	582
Production d'électricité [d]	44	0	694	0	72	0	30	1038	1160	3038
Production de vapeur	0	0	1	0	2	0	0	0	39	42
Autres conversions	17	35	262	0	-35	0	0	0	0	279
Total de l'usage propre et des conversions	243	60	963	138	269	0	30	1038	1199	3940
Moins la demande non primaire [b]	0	84	249	1644	-84	33	0	0	0	1926
Demande primaire globale [c]	2438	202	1031	0	3194	0	566	1038	1199	9668
Combustibles pour la production de l'électricité exportée [d]	0	0	69	0	0	0	0	149	50	267
Total partiel	2438	202	1100	0	3194	0	566	1186	1249	9935
Exportations d'énergie primaire	1401	171	676	0	806	0	0	0	0	3054
Disposition globale	3839	373	1776	0	4000	0	566	1186	1249	12989
Importations d'énergie	0	0	327	0	1002	0	0	0	0	1330
Production d'énergie	3839	373	1449	0	3067	0	566	1186	1249	11729
Offre primaire globale	3839	373	1776	0	4069	0	566	1186	1249	13059

Nota: [a] Exclut l'industrie pétrochimique.
[b] Les produits pétroliers incluent les GPL des raffineries dans le but de calculer la demande d'énergie primaire.
[c] Les butanes utilisés pour le mélange de l'essence sont retranchés des produits pétroliers et ajoutés aux LGN au niveau des combustibles primaires.
[d] Les énergies hydroélectrique et nucléaire sont convertis à 3.6 GJ/MW.h et 12.1 GJ/MW.h respectivement.
[e] La différence entre l'offre et la disposition de pétrole est due à des différences dans l'utilisation de facteurs de conversion et dans le traitement des butanes des usines de gaz.

Tableau A3-3 (suite)
Bilan global de l'énergie - Canada

(Pétajoules)

1990

Scénario de prix élevé

	Gaz Naturel (1)	LGN (2)	Charbon, coke, gaz de cokéfaction (3)	Électricité (4)	[e] Pétrole (5)	Vapeur (6)	Renouvelables (7)	[d] Hydro-électricité (8)	[d] Nucléaire (9)	Total (10)
Demande par secteur										
Résidentiel	531	35	3	473	216	0	115	0	0	1373
Commercial	462	18	1	353	128	1	13	0	0	976
Pétrochimique	343	140	0	0	98	0	0	0	0	581
Industriel [a]	737	14	301	657	301	30	406	0	0	2445
Transport	6	20	0	5	1748	0	0	0	0	1779
Route	6	20	0	5	1399	0	0	0	0	1430
Chemin de fer	0	0	0	0	101	0	0	0	0	101
Aviation	0	0	0	0	168	0	0	0	0	168
Maritime	0	0	0	0	80	0	0	0	0	80
Utilisation non-énergétique [a]	0	0	0	0	233	0	0	0	0	233
Utilisation finale globale	2079	227	305	1489	2724	30	534	0	0	7388
Usage propre et conversions										
Usage propre	174	24	6	137	221	0	0	0	0	563
Production d'électricité [d]	51	0	668	0	83	0	30	1022	1152	3006
Production de vapeur	0	0	1	0	2	0	0	0	35	38
Autres conversions	16	35	253	0	-35	0	0	0	0	269
Total de l'usage propre et des conversions	241	59	928	137	272	0	30	1022	1187	3876
Moins la demande non primaire [b]	0	81	241	1626	-81	30	0	0	0	1898
Demande primaire globale [c]	2319	205	992	0	3076	0	564	1022	1187	9366
Combustibles pour la production de l'électricité exportée [d]	0	0	90	0	0	0	0	166	61	317
Total partiel	2319	205	1081	0	3076	0	564	1188	1248	9683
Exportations d'énergie primaire	1401	103	676	0	1231	0	0	0	0	3411
Disposition globale	3720	308	1757	0	4307	0	564	1188	1248	13095
Importations d'énergie	0	0	294	0	929	0	0	0	0	1223
Production d'énergie	3720	308	1463	0	3437	0	564	1188	1248	11929
Offre primaire globale	3720	308	1757	0	4366	0	564	1188	1248	13152

Nota: [a] Exclut l'industrie pétrochimique.
[b] Les produits pétroliers incluent les GPL des raffineries dans le but de calculer la demande d'énergie primaire.
[c] Les butanes utilisés pour le mélange de l'essence sont retranchés des produits pétroliers et ajoutés aux LGN au niveau des combustibles primaires.
[d] Les énergies hydroélectrique et nucléaire sont convertis à 3.6 GJ/MW.h et 12.1 GJ/MW.h respectivement.
[e] La différence entre l'offre et la disposition de pétrole est due à des différences dans l'utilisation de facteurs de conversion et dans le traitement des butanes des usines de gaz.

(Pétajoules)

1995

Scénario de prix bas

	Gaz Naturel (1)	LGN (2)	Charbon, coke, gaz de cokéfaction (3)	Électricité (4)	[e] Pétrole (5)	Vapeur (6)	Renouvelables (7)	[d] Hydro-électricité (8)	[d] Nucléaire (9)	Total (10)
Demande par secteur										
Résidentiel	585	37	3	523	213	0	124	0	0	1485
Commercial	545	21	1	412	124	1	19	0	0	1122
Pétrochimique	360	162	0	0	100	0	0	0	0	622
Industriel [a]	915	16	350	764	310	27	420	0	0	2802
Transport	6	18	0	4	1938	0	0	0	0	1966
Route	6	18	0	4	1531	0	0	0	0	1559
Chemin de fer	0	0	0	0	111	0	0	0	0	111
Aviation	0	0	0	0	195	0	0	0	0	195
Maritime	0	0	0	0	101	0	0	0	0	101
Utilisation non-énergétique [a]	0	0	0	0	259	0	0	0	0	259
Utilisation finale globale	2411	254	354	1703	2945	28	563	0	0	8256
Usage propre et conversions										
Usage propre	168	26	9	153	239	0	0	0	0	596
Production d'électricité [d]	55	0	879	0	56	0	41	1150	1307	3498
Production de vapeur	0	0	1	0	2	0	0	0	32	34
Autres conversions	15	36	287	0	-36	0	0	0	0	302
Total de l'usage propre et des conversions	238	62	1176	153	261	0	41	1150	1339	4420
Moins la demande non primaire [b]	0	87	273	1856	-87	28	0	0	0	2157
Demande primaire globale [c]	2649	229	1257	0	3292	0	603	1150	1339	10519
Combustibles pour la production de l'électricité exportée [d]	0	0	107	0	0	0	0	137	53	297
Total partiel	2649	229	1364	0	3292	0	603	1287	1392	10816
Exportations d'énergie primaire	526	153	754	0	772	0	0	0	0	2205
Disposition globale	3175	382	2117	0	4065	0	603	1287	1392	13021
Importations d'énergie	0	0	372	0	1717	0	0	0	0	2089
Production d'énergie	3175	382	1745	0	2450	0	603	1287	1392	11035
Offre primaire globale	3175	382	2117	0	4167	0	603	1287	1392	13124

Nota: [a] Exclut l'industrie pétrochimique.
[b] Les produits pétroliers incluent les GPL des raffineries dans le but de calculer la demande d'énergie primaire.
[c] Les butanes utilisés pour le mélange de l'essence sont retranchés des produits pétroliers et ajoutés aux LGN au niveau des combustibles primaires.
[d] Les énergies hydroélectrique et nucléaire sont convertis à 3.6 GJ/MW.h et 12.1 GJ/MW.h respectivement.
[e] La différence entre l'offre et la disposition de pétrole est due à des différences dans l'utilisation de facteurs de conversion et dans le traitement des butanes des usines de gaz.

Tableau A3-3 (suite)
Bilan global de l'énergie - Canada

(Pétajoules)

1995

Scénario de prix élevé

	Gaz Naturel (1)	LGN (2)	Charbon, coke, gaz de cokéfaction (3)	Électricité (4)	[e] Pétrole (5)	Vapeur (6)	Renouvelables (7)	[d] Hydro-électricité (8)	[d] Nucléaire (9)	Total (10)
Demande par secteur										
Résidentiel	527	35	3	530	164	0	123	0	0	1382
Commercial	487	20	1	400	110	1	17	0	0	1036
Pétrochimique	360	162	0	0	100	0	0	0	0	622
Industriel [a]	809	16	329	744	277	23	419	0	0	2617
Transport	11	24	0	8	1789	0	0	0	0	1832
Route	11	24	0	8	1424	0	0	0	0	1466
Chemin de fer	0	0	0	0	105	0	0	0	0	105
Aviation	0	0	0	0	172	0	0	0	0	172
Maritime	0	0	0	0	87	0	0	0	0	87
Utilisation non-énergétique [a]	0	0	0	0	254	0	0	0	0	254
Utilisation finale globale	2195	256	333	1682	2693	24	560	0	0	7742
Usage propre et conversions										
Usage propre	151	26	8	153	218	0	0	0	0	556
Production d'électricité [d]	65	0	911	0	45	0	41	1125	1297	3484
Production de vapeur	0	0	1	0	2	0	0	0	28	30
Autres conversions	14	34	271	0	-34	0	0	0	0	285
Total de l'usage propre et des conversions	231	60	1191	153	231	0	41	1125	1325	4355
Moins la demande non primaire [b]	0	81	258	1834	-81	24	0	0	0	2117
Demande primaire globale [c]	2425	235	1265	0	3005	0	600	1125	1325	9980
Combustibles pour la production de l'électricité exportée [d]	0	0	116	0	0	0	0	163	66	345
Total partiel	2425	235	1381	0	3005	0	600	1289	1391	10325
Exportations d'énergie primaire	526	71	754	0	1424	0	0	0	0	2775
Disposition globale	2951	306	2134	0	4430	0	600	1289	1391	13100
Importations d'énergie	0	0	338	0	1268	0	0	0	0	1606
Production d'énergie	2951	306	1796	0	3261	0	600	1289	1391	11594
Offre primaire globale	2951	306	2134	0	4529	0	600	1289	1391	13199

Nota: [a] Exclut l'industrie pétrochimique.
[b] Les produits pétroliers incluent les GPL des raffineries dans le but de calculer la demande d'énergie primaire.
[c] Les butanes utilisés pour le mélange de l'essence sont retranchés des produits pétroliers et ajoutés aux LGN au niveau des combustibles primaires.
[d] Les énergies hydroélectrique et nucléaire sont convertis à 3.6 GJ/MW.h et 12.1 GJ/MW.h respectivement.
[e] La différence entre l'offre et la disposition de pétrole est due à des différences dans l'utilisation de facteurs de conversion et dans le traitement des butanes des usines de gaz.

(Pétajoules)

2000

Scénario de prix bas

	[f] Gaz Naturel (1)	LGN (2)	Charbon, coke, gaz de cokéfaction (3)	Électricité (4)	[e] Pétrole (5)	Vapeur (6)	Renouvelables (7)	[d] Hydro-électricité (8)	[d] Nucléaire (9)	Total (10)
Demande par secteur										
Résidentiel	616	39	3	573	198	0	132	0	0	1561
Commercial	610	24	1	476	112	1	29	0	0	1254
Pétrochimique	386	188	0	0	100	0	0	0	0	675
Industriel [a]	1062	18	388	872	327	28	432	0	0	3127
Transport	8	19	0	4	2091	0	0	0	0	2123
Route	8	19	0	4	1644	0	0	0	0	1676
Chemin de fer	0	0	0	0	120	0	0	0	0	120
Aviation	0	0	0	0	212	0	0	0	0	212
Maritime	0	0	0	0	114	0	0	0	0	114
Utilisation non-énergétique [a]	0	0	0	0	285	0	0	0	0	285
Utilisation finale globale	2683	289	392	1925	3114	29	593	0	0	9024
Usage propre et conversions										
Usage propre	159	27	10	172	253	0	0	0	0	621
Production d'électricité [d]	60	0	1199	0	55	0	47	1278	1331	3970
Production de vapeur	0	0	1	0	2	0	0	0	34	36
Autres conversions	12	38	319	0	-38	0	0	0	0	331
Total de l'usage propre et des conversions	232	65	1529	172	272	0	47	1278	1365	4959
Moins la demande non primaire [b]	0	92	304	2097	-92	29	0	0	0	2430
Demande primaire globale [c]	2914	262	1616	0	3478	0	640	1278	1365	11553
Combustibles pour la production de l'électricité exportée [d]	0	0	152	0	0	0	0	142	27	321
Total partiel	2914	262	1769	0	3478	0	640	1420	1392	11874
Exportations d'énergie primaire	0	39	841	0	689	0	0	0	0	1568
Disposition globale	2914	301	2609	0	4166	0	640	1420	1392	13443
Importations d'énergie	0	0	535	0	2213	0	0	0	0	2748
Production d'énergie	2704	301	2075	0	2062	0	640	1420	1392	10594
Offre primaire globale	2704	301	2609	0	4275	0	640	1420	1392	13341

Nota: [a] Exclut l'industrie pétrochimique.
[b] Les produits pétroliers incluent les GPL des raffineries dans le but de calculer la demande d'énergie primaire.
[c] Les butanes utilisés pour le mélange de l'essence sont retranchés des produits pétroliers et ajoutés aux LGN au niveau des combustibles primaires.
[d] Les énergies hydroélectrique et nucléaire sont convertis à 3.6 GJ/MW.h et 12.1 GJ/MW.h respectivement.
[e] La différence entre l'offre et la disposition de pétrole est due à des différences dans l'utilisation de facteurs de conversion et dans le traitement des butanes des usines de gaz.
[f] La différence entre l'offre et la disposition de gaz naturel reflète le croisement de l'offre et de la demande dans les dernières années de la prévision.

Tableau A3-3 (suite)
Bilan global de l'énergie - Canada

(Pétajoules)

2000

Scénario de prix élevé

	Gaz Naturel (1)	LGN (2)	Charbon, coke, gaz de cokéfaction (3)	Électricité (4)	[e] Pétrole (5)	Vapeur (6)	Renouvelables (7)	[d] Hydro-électricité (8)	[d] Nucléaire (9)	Total (10)
Demande par secteur										
Résidentiel	549	37	2	585	136	0	134	0	0	1444
Commercial	535	22	1	460	95	1	26	0	0	1141
Pétrochimique	386	188	0	0	100	0	0	0	0	675
Industriel [a]	918	18	357	842	285	24	430	0	0	2873
Transport	16	27	0	10	1858	0	0	0	0	1911
Route	16	27	0	10	1469	0	0	0	0	1523
Chemin de fer	0	0	0	0	112	0	0	0	0	112
Aviation	0	0	0	0	176	0	0	0	0	176
Maritime	0	0	0	0	100	0	0	0	0	100
Utilisation non-énergétique [a]	0	0	0	0	277	0	0	0	0	277
Utilisation finale globale	2404	292	360	1898	2751	25	590	0	0	8320
Usage propre et conversions										
Usage propre	139	27	8	170	222	0	0	0	0	567
Production d'électricité [d]	69	0	1177	0	51	0	47	1252	1329	3925
Production de vapeur	0	0	1	0	2	0	0	0	28	31
Autres conversions	11	35	294	0	-35	0	0	0	0	305
Total de l'usage propre et des conversions	218	62	1481	170	240	0	47	1252	1358	4828
Moins la demande non primaire [b]	0	84	280	2068	-84	25	0	0	0	2373
Demande primaire globale [c]	2623	271	1561	0	3075	0	637	1252	1358	10776
Combustibles pour la production de l'électricité exportée [d]	0	0	174	0	0	0	0	135	32	341
Total partiel	2623	271	1735	0	3075	0	637	1387	1390	11117
Exportations d'énergie primaire	0	12	841	0	1423	0	0	0	0	2275
Disposition globale	2623	283	2576	0	4497	0	637	1387	1390	13392
Importations d'énergie	0	0	459	0	1085	0	0	0	0	1544
Production d'énergie	2623	283	2116	0	3519	0	637	1387	1390	11955
Offre primaire globale	2623	283	2576	0	4604	0	637	1387	1390	13500

Nota: [a] Exclut l'industrie pétrochimique.
[b] Les produits pétroliers incluent les GPL des raffineries dans le but de calculer la demande d'énergie primaire.
[c] Les butanes utilisés pour le mélange de l'essence sont retranchés des produits pétroliers et ajoutés aux LGN au niveau des combustibles primaires.
[d] Les énergies hydroélectrique et nucléaire sont convertis à 3.6 GJ/MW.h et 12.1 GJ/MW.h respectivement.
[e] La différence entre l'offre et la disposition de pétrole est due à des différences dans l'utilisation de facteurs de conversion et dans le traitement des butanes des usines de gaz.

(Pétajoules)

2005

Scénario de prix bas

	[f] Gaz Naturel (1)	LGN (2)	Charbon, coke, gaz de cokéfaction (3)	Électricité (4)	[e] Pétrole (5)	Vapeur (6)	Renouvelables (7)	[d] Hydro-électricité (8)	[d] Nucléaire (9)	Total (10)
Demande par secteur										
Résidentiel	648	41	2	619	194	0	142	0	0	1648
Commercial	693	27	2	552	110	1	35	0	0	1420
Pétrochimique	400	188	0	0	100	0	0	0	0	688
Industriel [a]	1283	21	446	1037	367	31	444	0	0	3629
Transport	11	20	0	5	2243	0	0	0	0	2279
Route	11	20	0	5	1754	0	0	0	0	1790
Chemin de fer	0	0	0	0	128	0	0	0	0	128
Aviation	0	0	0	0	231	0	0	0	0	231
Maritime	0	0	0	0	130	0	0	0	0	130
Utilisation non-énergétique [a]	0	0	0	0	318	0	0	0	0	318
Utilisation finale globale	3034	298	450	2213	3334	32	621	0	0	9983
Usage propre et conversions										
Usage propre	182	28	10	194	276	0	0	0	0	691
Production d'électricité [d]	71	0	1488	0	116	0	49	1422	1495	4641
Production de vapeur	0	0	1	0	2	0	0	0	37	40
Autres conversions	14	39	369	0	-39	0	0	0	0	383
Total de l'usage propre et des conversions	267	67	1868	194	355	0	49	1422	1532	5755
Moins la demande non primaire [b]	0	99	351	2408	-99	32	0	0	0	2791
Demande primaire globale [c]	3302	267	1966	0	3787	0	670	1422	1532	12946
Combustibles pour la production de l'électricité exportée [d]	0	0	157	0	0	0	0	128	23	307
Total partiel	3302	267	2123	0	3787	0	670	1550	1555	13253
Exportations d'énergie primaire	0	0	939	0	637	0	0	0	0	1576
Disposition globale	3302	267	3061	0	4424	0	670	1550	1555	14829
Importations d'énergie	0	105	658	0	2769	0	0	0	0	3531
Production d'énergie	1751	162	2404	0	1726	0	670	1550	1555	9818
Offre primaire globale	1751	267	3061	0	4495	0	670	1550	1555	13349

Nota: [a] Exclut l'industrie pétrochimique.
[b] Les produits pétroliers incluent les GPL des raffineries dans le but de calculer la demande d'énergie primaire.
[c] Les butanes utilisés pour le mélange de l'essence sont retranchés des produits pétroliers et ajoutés aux LGN au niveau des combustibles primaires.
[d] Les énergies hydroélectrique et nucléaire sont convertis à 3.6 GJ/MW.h et 12.1 GJ/MW.h respectivement.
[e] La différence entre l'offre et la disposition de pétrole est due à des différences dans l'utilisation de facteurs de conversion et dans le traitement des butanes des usines de gaz.
[f] La différence entre l'offre et la disposition de gaz naturel reflète le croisement de l'offre et de la demande dans les dernières années de la prévision.

Tableau A3-3 (suite)
Bilan global de l'énergie - Canada

(Pétajoules)

2005

Scénario de prix élevé

	[f] Gaz Naturel (1)	LGN (2)	Charbon, coke, gaz de cokéfaction (3)	Électricité (4)	[e] Pétrole (5)	Vapeur (6)	Renouvelables (7)	[d] Hydro-électricité (8)	[d] Nucléaire (9)	Total (10)
Demande par secteur										
Résidentiel	576	39	2	636	124	0	146	0	0	1523
Commercial	596	25	1	525	90	1	31	0	0	1269
Pétrochimique	400	188	0	0	100	0	0	0	0	688
Industriel [a]	1091	20	400	986	313	26	441	0	0	3277
Transport	20	30	0	13	1931	0	0	0	0	1994
Route	20	30	0	13	1514	0	0	0	0	1578
Chemin de fer	0	0	0	0	118	0	0	0	0	118
Aviation	0	0	0	0	185	0	0	0	0	185
Maritime	0	0	0	0	113	0	0	0	0	113
Utilisation non-énergétique [a]	0	0	0	0	305	0	0	0	0	305
Utilisation finale globale	2682	303	404	2160	2863	27	618	0	0	9057
Usage propre et conversions										
Usage propre	155	29	9	190	231	0	0	0	0	615
Production d'électricité [d]	68	0	1405	0	65	0	49	1388	1572	4547
Production de vapeur	0	0	1	0	2	0	0	0	31	34
Autres conversions	12	36	330	0	-36	0	0	0	0	342
Total de l'usage propre et des conversions	236	64	1745	190	263	0	49	1388	1603	5538
Moins la demande non primaire [b]	0	88	315	2350	-88	27	0	0	0	2692
Demande primaire globale [c]	2918	279	1834	0	3214	0	667	1388	1603	11903
Combustibles pour la production de l'électricité exportée [d]	0	0	180	0	0	0	0	124	28	333
Total partiel	2918	279	2014	0	3214	0	667	1512	1632	12235
Exportations d'énergie primaire	0	8	939	0	1680	0	0	0	0	2627
Disposition globale	2918	287	2953	0	4894	0	667	1512	1632	14862
Importations d'énergie	0	0	540	0	1495	0	0	0	0	2035
Production d'énergie	2604	287	2413	0	3495	0	667	1512	1632	12609
Offre primaire globale	2604	287	2953	0	4990	0	667	1512	1632	14644

Nota: [a] Exclut l'industrie pétrochimique.
[b] Les produits pétroliers incluent les GPL des raffineries dans le but de calculer la demande d'énergie primaire.
[c] Les butanes utilisés pour le mélange de l'essence sont retranchés des produits pétroliers et ajoutés aux LGN au niveau des combustibles primaires.
[d] Les énergies hydroélectrique et nucléaire sont convertis à 3.6 GJ/MW.h et 12.1 GJ/MW.h respectivement.
[e] La différence entre l'offre et la disposition de pétrole est due à des différences dans l'utilisation de facteurs de conversion et dans le traitement des butanes des usines de gaz.
[f] La différence entre l'offre et la disposition de gaz naturel reflète le croisement de l'offre et de la demande dans les dernières années de la prévision.

Tableau A3-4

Données historiques - Demande d'énergie pour utilisation finale par combustible - Canada

(Pétajoules)

	1965	1966	1967	1968	1969	1970	1971	1972	1973	1974
Électricité	470,9	512,6	542,6	579,4	624,2	664,0	698,7	758,2	816,5	872,0
Produits pétroliers	2202,9	2316,8	2466,7	2612,3	2739,8	2923,0	2968,3	3165,7	3295,3	3384,2
Gaz naturel	545,5	600,5	652,6	719,0	816,1	879,2	974,7	1092,9	1112,3	1222,7
LGN	37,0	46,7	47,3	46,4	55,4	53,5	63,2	67,7	66,4	82,1
Charbon, coke et gaz de cokéfaction	429,8	410,2	377,2	366,9	320,7	313,0	257,4	250,0	262,5	253,3
Renouvelables et vapeur	88,8	82,6	81,5	78,1	72,5	68,7	62,6	56,6	57,3	58,4
Total	3775,0	3969,3	4167,9	4402,1	4628,8	4901,4	5024,8	5391,2	5610,2	5872,8

	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984
Électricité	856,9	918,3	986,7	1032,7	1059,3	1100,7	1139,2	1128,9	1180,9	1270,9
Produits pétroliers	3289,7	3391,4	3416,7	3475,8	3618,5	3555,4	3336,5	2964,6	2774,7	2761,6
Gaz naturel	1208,0	1326,5	1416,6	1495,8	1554,2	1557,1	1535,6	1584,5	1606,7	1743,5
LGN	77,3	88,8	89,6	64,6	94,9	105,1	111,9	102,0	122,5	153,0
Charbon, coke et gaz de cokéfaction	234,3	242,2	236,6	246,6	255,2	252,8	227,1	205,4	215,5	238,8
Renouvelables et vapeur	62,6	319,7	319,2	394,6	455,8	488,2	472,7	505,6	522,1	509,9
Total	5728,8	6286,8	6465,4	6710,1	7038,1	7059,4	6823,0	6491,1	6422,5	6677,7

Tableau A3-5
Prix relatifs de l'énergie par région et secteur

(Proportion)

Provinces de l'Atlantique

Scénario de prix bas

	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1995	2000	2005
Résidentiel										
Gaz naturel / Électricité	1,00	0,92	0,87	0,77	0,76	0,78	0,80	0,83	0,82	0,82
Carburant léger / Électricité	1,00	1,00	0,69	0,69	0,68	0,70	0,72	0,75	0,74	0,74
Gaz naturel / Carburant léger	1,00	0,92	1,26	1,12	1,12	1,11	1,11	1,10	1,11	1,11
Commercial										
Gaz naturel / Électricité	0,93	0,95	0,92	0,84	0,83	0,84	0,86	0,88	0,87	0,87
Carburant léger / Électricité	0,54	0,59	0,38	0,37	0,37	0,38	0,39	0,41	0,41	0,41
Gaz naturel / Carburant léger	1,73	1,62	2,43	2,25	2,27	2,22	2,17	2,12	2,13	2,13
Gaz naturel / Mazout lourd	2,07	1,93	3,49	3,24	3,34	3,26	3,16	3,01	3,04	3,04
Industriel										
Gaz naturel / Électricité	S.O.	S.O.	S.O.	S.O.	S.O.	S.O.	S.O.	S.O.	S.O.	S.O.
Mazout lourd / Électricité	0,49	0,55	0,29	0,29	0,27	0,29	0,30	0,32	0,32	0,32
Gaz naturel / Mazout lourd	S.O.	S.O.	S.O.	S.O.	S.O.	S.O.	S.O.	S.O.	S.O.	S.O.

Scénario de prix élevé

	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1995	2000	2005
Résidentiel										
Gaz naturel / Électricité	1,00	0,92	0,88	0,83	0,84	0,87	0,91	0,98	0,97	0,97
Carburant léger / Électricité	1,00	1,00	0,74	0,75	0,76	0,79	0,83	0,91	0,90	0,90
Gaz naturel / Carburant léger	1,00	0,92	1,20	1,10	1,10	1,10	1,09	1,08	1,08	1,08
Commercial										
Gaz naturel / Électricité	0,93	0,95	0,92	0,88	0,89	0,91	0,94	0,99	0,98	0,98
Carburant léger / Électricité	0,54	0,59	0,41	0,41	0,42	0,45	0,47	0,52	0,52	0,52
Gaz naturel / Carburant léger	1,73	1,62	2,28	2,13	2,11	2,04	1,98	1,89	1,90	1,90
Gaz naturel / Mazout lourd	2,07	1,93	3,14	2,89	2,89	2,79	2,66	2,43	2,46	2,46
Industriel										
Gaz naturel / Électricité	S.O.	S.O.	S.O.	S.O.	S.O.	S.O.	S.O.	S.O.	S.O.	S.O.
Mazout lourd / Électricité	0,49	0,55	0,33	0,34	0,34	0,36	0,39	0,45	0,44	0,44
Gaz naturel / Mazout lourd	S.O.	S.O.	S.O.	S.O.	S.O.	S.O.	S.O.	S.O.	S.O.	S.O.

S.O. - Sans objet

Nota: Les prix relatifs pour l'électricité ne doivent pas être comparés à autres prévisions déja publiés. Voir la note au Tableau A3-8.

Tableau A3-5 (suite)
Prix relatifs de l'énergie par région et secteur

(Proportion)

Québec

Scénario de prix bas

	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1995	2000	2005
Résidentiel										
Gaz naturel / Électricité	0,93	0,91	0,92	0,77	0,76	0,79	0,82	0,86	0,86	0,86
Carburant léger / Électricité	1,34	1,38	0,99	0,99	0,98	1,02	1,05	1,10	1,09	1,09
Gaz naturel / Carburant léger	0,69	0,66	0,93	0,78	0,78	0,78	0,78	0,79	0,79	0,79
Commercial										
Gaz naturel / Électricité	0,66	0,62	0,62	0,50	0,50	0,52	0,54	0,58	0,57	0,57
Carburant léger / Électricité	0,89	0,89	0,58	0,58	0,57	0,60	0,63	0,66	0,66	0,66
Gaz naturel / Carburant léger	0,75	0,70	1,07	0,87	0,86	0,87	0,87	0,87	0,87	0,87
Gaz naturel / Mazout lourd	0,94	0,88	1,84	1,49	1,50	1,46	1,43	1,38	1,39	1,39
Industriel										
Gaz naturel / Électricité	0,67	0,67	0,60	0,45	0,45	0,48	0,51	0,55	0,54	0,54
Mazout lourd / Électricité	0,74	0,83	0,40	0,40	0,39	0,42	0,45	0,49	0,49	0,49
Gaz naturel / Mazout lourd	0,91	0,80	1,51	1,14	1,14	1,13	1,12	1,11	1,11	1,11

Scénario de prix élevé

	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1995	2000	2005
Résidentiel										
Gaz naturel / Électricité	0,93	0,91	0,93	0,85	0,87	0,93	0,98	1,09	1,08	1,08
Carburant léger / Électricité	1,34	1,38	1,06	1,09	1,11	1,17	1,23	1,35	1,34	1,34
Gaz naturel / Carburant léger	0,69	0,66	0,88	0,79	0,79	0,79	0,80	0,81	0,81	0,81
Commercial										
Gaz naturel / Électricité	0,66	0,62	0,63	0,57	0,58	0,62	0,66	0,75	0,74	0,74
Carburant léger / Électricité	0,89	0,89	0,63	0,65	0,67	0,71	0,76	0,85	0,84	0,84
Gaz naturel / Carburant léger	0,75	0,70	1,00	0,87	0,87	0,87	0,88	0,88	0,88	0,88
Gaz naturel / Mazout lourd	0,94	0,88	1,63	1,40	1,38	1,34	1,31	1,25	1,26	1,26
Industriel										
Gaz naturel / Électricité	0,67	0,67	0,61	0,54	0,55	0,61	0,66	0,77	0,76	0,76
Mazout lourd / Électricité	0,74	0,83	0,46	0,48	0,50	0,55	0,60	0,71	0,70	0,70
Gaz naturel / Mazout lourd	0,91	0,80	1,35	1,12	1,11	1,10	1,09	1,08	1,08	1,08

Nota: Les prix relatifs pour l'électricité ne doivent pas être comparés à autres prévisions déja publiés. Voir la note au Tableau A3-8.

Tableau A3-5 (suite)
Prix relatifs de l'énergie par région et secteur

(Proportion)

Ontario

Scénario de prix bas

	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1995	2000	2005
Résidentiel										
Gaz naturel / Électricité	0,76	0,72	0,67	0,54	0,53	0,56	0,58	0,62	0,61	0,61
Carburant léger / Électricité	1,22	1,21	0,79	0,79	0,78	0,81	0,84	0,88	0,87	0,87
Gaz naturel / Carburant léger	0,62	0,59	0,85	0,68	0,68	0,69	0,69	0,70	0,70	0,70
Commercial										
Gaz naturel / Électricité	0,53	0,49	0,45	0,35	0,34	0,36	0,38	0,41	0,41	0,41
Carburant léger / Électricité	0,83	0,82	0,49	0,49	0,48	0,51	0,53	0,56	0,56	0,56
Gaz naturel / Carburant léger	0,64	0,60	0,93	0,71	0,71	0,72	0,72	0,73	0,73	0,73
Gaz naturel / Mazout lourd	0,80	0,73	1,40	1,07	1,07	1,06	1,05	1,03	1,03	1,03
Industriel										
Gaz naturel / Électricité	0,68	0,60	0,55	0,39	0,39	0,42	0,44	0,49	0,48	0,48
Mazout lourd / Électricité	0,85	0,82	0,40	0,39	0,39	0,42	0,45	0,49	0,48	0,48
Gaz naturel / Mazout lourd	0,80	0,73	1,38	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00

Scénario de prix élevé

	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1995	2000	2005
Résidentiel										
Gaz naturel / Électricité	0,76	0,72	0,68	0,61	0,63	0,67	0,71	0,81	0,80	0,80
Carburant léger / Électricité	1,22	1,21	0,85	0,87	0,89	0,94	0,99	1,09	1,08	1,08
Gaz naturel / Carburant léger	0,62	0,59	0,80	0,70	0,71	0,71	0,72	0,74	0,74	0,74
Commercial										
Gaz naturel / Électricité	0,53	0,49	0,46	0,40	0,42	0,45	0,49	0,57	0,56	0,56
Carburant léger / Électricité	0,83	0,82	0,53	0,55	0,57	0,61	0,65	0,73	0,72	0,72
Gaz naturel / Carburant léger	0,64	0,60	0,86	0,73	0,74	0,75	0,76	0,78	0,77	0,77
Gaz naturel / Mazout lourd	0,80	0,73	1,25	1,04	1,03	1,02	1,00	0,98	0,98	0,98
Industriel										
Gaz naturel / Électricité	0,68	0,60	0,56	0,47	0,49	0,55	0,60	0,71	0,69	0,70
Mazout lourd / Électricité	0,85	0,82	0,45	0,47	0,49	0,55	0,60	0,70	0,69	0,69
Gaz naturel / Mazout lourd	0,80	0,73	1,23	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00

Nota: Les prix relatifs pour l'électricité ne doivent pas être comparés à autres prévisions déja publiés. Voir la note au Tableau A3-8.

(Proportion)

Manitoba

Scénario de prix bas

	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1995	2000	2005
Résidentiel										
Gaz naturel / Électricité	0,86	0,82	0,76	0,56	0,54	0,57	0,60	0,63	0,62	0,62
Carburant léger / Électricité	1,70	1,70	1,14	1,11	1,08	1,11	1,14	1,17	1,16	1,16
Gaz naturel / Carburant léger	0,50	0,48	0,67	0,50	0,50	0,51	0,52	0,54	0,54	0,54
Commercial										
Gaz naturel / Électricité	0,49	0,49	0,45	0,31	0,30	0,32	0,34	0,37	0,36	0,36
Carburant léger / Électricité	0,91	0,97	0,60	0,58	0,57	0,59	0,61	0,63	0,63	0,63
Gaz naturel / Carburant léger	0,54	0,50	0,75	0,53	0,53	0,55	0,56	0,58	0,5.	0,58
Gaz naturel / Mazout lourd	0,66	0,62	1,19	0,85	0,85	0,85	0,85	0,84	0,84	0,84
Industriel										
Gaz naturel / Électricité	0,59	0,58	0,53	0,33	0,32	0,35	0,38	0,42	0,41	0,41
Mazout lourd / Électricité	0,92	0,97	0,47	0,45	0,44	0,47	0,50	0,54	0,53	0,53
Gaz naturel / Mazout lourd	0,64	0,60	1,13	0,73	0,73	0,74	0,76	0,77	0,77	0,77

Scénario de prix élevé

	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1995	2000	2005
Résidentiel										
Gaz naturel / Électricité	0,86	0,82	0,77	0,66	0,67	0,73	0,80	0,92	0,90	0,90
Carburant léger / Électricité	1,70	1,70	1,22	1,23	1,24	1,31	1,38	1,51	1,50	1,50
Gaz naturel / Carburant léger	0,50	0,48	0,64	0,54	0,54	0,56	0,58	0,61	0,60	0,60
Commercial										
Gaz naturel / Électricité	0,49	0,49	0,46	0,38	0,39	0,43	0,47	0,56	0,55	0,55
Carburant léger / Électricité	0,91	0,97	0,65	0,66	0,67	0,72	0,76	0,85	0,84	0,84
Gaz naturel / Carburant léger	0,54	0,50	0,70	0,58	0,58	0,60	0,62	0,65	0,65	0,65
Gaz naturel / Mazout lourd	0,66	0,62	1,06	0,85	0,85	0,84	0,84	0,84	0,84	0,84
Industriel										
Gaz naturel / Électricité	0,59	0,58	0,54	0,43	0,45	0,51	0,57	0,69	0,67	0,67
Mazout lourd / Électricité	0,92	0,97	0,54	0,56	0,57	0,63	0,70	0,82	0,81	0,81
Gaz naturel / Mazout lourd	0,64	0,60	1,00	0,77	0,78	0,80	0,81	0,84	0,83	0,83

Nota: Les prix relatifs pour l'électricité ne doivent pas être comparés à autres prévisions déja publiés. Voir la note au Tableau A3-8.

Tableau A3-5 (suite)
Prix relatifs de l'énergie par région et secteur

(Proportion)

Saskatchewan

Scénario de prix bas

	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1995	2000	2005
Résidentiel										
Gaz naturel / Électricité	0,49	0,44	0,39	0,25	0,24	0,26	0,28	0,31	0,30	0,30
Carburant léger / Électricité	1,18	1,11	0,70	0,67	0,64	0,66	0,68	0,71	0,71	0,71
Gaz naturel / Carburant léger	0,41	0,40	0,55	0,38	0,37	0,39	0,41	0,43	0,43	0,43
Commercial										
Gaz naturel / Électricité	0,24	0,21	0,18	0,11	0,10	0,11	0,13	0,14	0,14	0,14
Carburant léger / Électricité	0,61	0,57	0,35	0,33	0,31	0,33	0,34	0,36	0,35	0,35
Gaz naturel / Carburant léger	0,40	0,38	0,53	0,33	0,33	0,35	0,37	0,40	0,39	0,39
Gaz naturel / Mazout lourd	0,49	0,40	0,77	0,48	0,48	0,49	0,50	0,52	0,52	0,52
Industriel										
Gaz naturel / Électricité	0,29	0,26	0,22	0,12	0,11	0,13	0,14	0,17	0,16	0,16
Mazout lourd / Électricité	0,64	0,61	0,27	0,26	0,25	0,27	0,29	0,31	0,31	0,31
Gaz naturel / Mazout lourd	0,46	0,43	0,80	0,47	0,46	0,49	0,51	0,53	0,53	0,53

Scénario de prix élevé

	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1995	2000	2005
Résidentiel										
Gaz naturel / Électricité	0,49	0,44	0,40	0,31	0,32	0,35	0,39	0,47	0,46	0,46
Carburant léger / Électricité	1,18	1,11	0,75	0,74	0,73	0,78	0,82	0,90	0,90	0,90
Gaz naturel / Carburant léger	0,41	0,40	0,52	0,42	0,43	0,46	0,48	0,52	0,51	0,51
Commercial										
Gaz naturel / Électricité	0,24	0,21	0,19	0,14	0,15	0,17	0,19	0,23	0,22	0,23
Carburant léger / Électricité	0,61	0,57	0,37	0,37	0,36	0,39	0,41	0,46	0,45	0,45
Gaz naturel / Carburant léger	0,40	0,38	0,50	0,39	0,40	0,43	0,46	0,50	0,50	0,50
Gaz naturel / Mazout lourd	0,49	0,40	0,68	0,52	0,52	0,54	0,55	0,57	0,57	0,57
Industriel										
Gaz naturel / Électricité	0,64	0,61	0,32	0,32	0,32	0,35	0,39	0,47	0,46	0,46
Mazout lourd / Électricité	0,46	0,43	0,71	0,52	0,54	0,56	0,58	0,61	0,61	0,61
Gaz naturel / Mazout lourd	0,43	0,43	0,41	0,43	0,45	0,49	0,54	0,63	0,62	0,62

Nota: Les prix relatifs pour l'électricité ne doivent pas être comparés à autres prévisions déja publiés. Voir la note au Tableau A3-8.

(Proportion)

Alberta

Scénario de prix bas

	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1995	2000	2005
Résidentiel										
Gaz naturel / Électricité	0,43	0,43	0,41	0,37	0,36	0,39	0,41	0,44	0,44	0,44
Carburant léger / Électricité	1,08	1,10	0,68	0,68	0,68	0,71	0,73	0,77	0,76	0,77
Gaz naturel / Carburant léger	0,40	0,39	0,59	0,54	0,53	0,55	0,56	0,57	0,57	0,57
Commercial										
Gaz naturel / Électricité	0,26	0,25	0,23	0,20	0,20	0,22	0,24	0,26	0,26	0,26
Carburant léger / Électricité	0,78	0,77	0,46	0,46	0,46	0,48	0,50	0,53	0,52	0,52
Gaz naturel / Carburant léger	0,34	0,33	0,51	0,44	0,44	0,46	0,48	0,50	0,50	0,50
Gaz naturel / Mazout lourd	0,45	0,36	0,71	0,62	0,62	0,63	0,63	0,64	0,64	0,64
Industriel										
Gaz naturel / Électricité	0,25	0,25	0,23	0,19	0,19	0,21	0,23	0,27	0,26	0,26
Mazout lourd / Électricité	0,76	0,77	0,36	0,36	0,35	0,38	0,41	0,45	0,44	0,44
Gaz naturel / Mazout lourd	0,33	0,33	0,65	0,54	0,53	0,56	0,58	0,60	0,60	0,60

Scénario de prix élevé

	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1995	2000	2005
Résidentiel										
Gaz naturel / Électricité	0,43	0,43	0,41	0,43	0,45	0,49	0,54	0,63	0,62	0,62
Carburant léger / Électricité	1,08	1,10	0,74	0,76	0,78	0,83	0,88	0,98	0,97	0,97
Gaz naturel / Carburant léger	0,40	0,39	0,56	0,57	0,58	0,60	0,61	0,64	0,64	0,64
Commercial										
Gaz naturel / Électricité	0,26	0,25	0,24	0,26	0,27	0,30	0,33	0,40	0,39	0,40
Carburant léger / Électricité	0,78	0,77	0,50	0,52	0,53	0,57	0,60	0,68	0,67	0,67
Gaz naturel / Carburant léger	0,34	0,33	0,48	0,49	0,50	0,53	0,55	0,59	0,59	0,59
Gaz naturel / Mazout lourd	0,45	0,36	0,63	0,64	0,64	0,65	0,66	0,67	0,67	0,67
Industriel										
Gaz naturel / Électricité	0,25	0,25	0,24	0,26	0,27	0,31	0,36	0,44	0,43	0,44
Mazout lourd / Électricité	0,76	0,77	0,41	0,43	0,45	0,50	0,55	0,65	0,64	0,64
Gaz naturel / Mazout lourd	0,33	0,33	0,57	0,59	0,60	0,63	0,65	0,68	0,68	0,68

Nota: Les prix relatifs pour l'électricité ne doivent pas être comparés à autres prévisions déja publiés. Voir la note au Tableau A3-8.

Tableau A3-5 (suite)
Prix relatifs de l'énergie par région et secteur

(Proportion)

Colombie-Britannique et Territoires

Scénario de prix bas

	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1995	2000	2005
Résidentiel										
Gaz naturel / Électricité	0,58	0,57	0,52	0,46	0,46	0,48	0,50	0,54	0,53	0,53
Carburant léger / Électricité	1,17	1,19	0,79	0,79	0,79	0,82	0,85	0,89	0,88	0,88
Gaz naturel / Carburant léger	0,50	0,48	0,66	0,58	0,58	0,59	0,60	0,61	0,60	0,60
Commercial										
Gaz naturel / Électricité	0,41	0,40	0,36	0,32	0,31	0,33	0,35	0,37	0,37	0,37
Carburant léger / Électricité	0,74	0,72	0,44	0,44	0,43	0,45	0,47	0,50	0,50	0,50
Gaz naturel / Carburant léger	0,56	0,55	0,82	0,73	0,72	0,73	0,73	0,74	0,74	0,74
Gaz naturel / Mazout lourd	0,77	0,74	1,36	1,20	1,21	1,18	1,16	1,13	1,14	1,14
Industriel										
Gaz naturel / Électricité	0,48	0,45	0,39	0,33	0,32	0,35	0,37	0,41	0,40	0,40
Mazout lourd / Électricité	0,67	0,67	0,33	0,33	0,32	0,35	0,37	0,41	0,40	0,40
Gaz naturel / Mazout lourd	0,71	0,67	1,19	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00

Scénario de prix élevé

	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1995	2000	2005
Résidentiel										
Gaz naturel / Électricité	0,58	0,57	0,54	0,53	0,54	0,58	0,63	0,71	0,70	0,70
Carburant léger / Électricité	1,17	1,19	0,85	0,88	0,90	0,95	1,00	1,11	1,10	1,10
Gaz naturel / Carburant léger	0,50	0,48	0,63	0,60	0,61	0,62	0,63	0,64	0,64	0,64
Commercial										
Gaz naturel / Électricité	0,41	0,40	0,37	0,36	0,37	0,40	0,44	0,50	0,49	0,49
Carburant léger / Électricité	0,74	0,72	0,48	0,49	0,51	0,55	0,58	0,66	0,65	0,65
Gaz naturel / Carburant léger	0,56	0,55	0,77	0,74	0,74	0,74	0,75	0,75	0,75	0,75
Gaz naturel / Mazout lourd	0,77	0,74	1,22	1,15	1,13	1,11	1,09	1,05	1,05	1,05
Industriel										
Gaz naturel / Électricité	0,48	0,45	0,40	0,40	0,41	0,45	0,50	0,59	0,58	0,58
Mazout lourd / Électricité	0,67	0,67	0,37	0,39	0,41	0,45	0,50	0,59	0,58	0,58
Gaz naturel / Mazout lourd	0,71	0,67	1,07	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00

Nota: Les prix relatifs pour l'électricité ne doivent pas être comparés à autres prévisions déja publiés. Voir la note au Tableau A3-8.

Tableau A3-6
Demande d'énergie pour utilisation finale par combustible - Canada et régions

(Pétajoules)

Canada

Scénario de prix bas

	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1995	2000	2005
Électricité	1270,9	1333,6	1392,6	1429,4	1469,3	1475,9	1505,6	1702,7	1924,6	2213,4
Produits pétroliers	2761,6	2725,2	2780,9	2805,2	2806,2	2840,5	2841,2	2944,5	3113,9	3333,7
Gaz naturel	1743,5	1848,3	1894,5	1979,6	2068,6	2158,7	2194,7	2410,8	2682,8	3034,4
LGN	153,0	176,9	186,7	202,1	212,2	219,7	225,9	253,7	288,7	298,0
Charbon, coke et gaz de cokéfaction	238,8	267,7	289,4	303,5	312,0	320,1	317,4	354,0	392,0	449,8
Renouvelables et vapeur	509,9	534,1	539,3	551,5	558,6	566,1	569,3	590,2	622,3	653,2
Total	6677,7	6885,8	7083,5	7271,3	7426,9	7581,0	7654,0	8256,1	9024,2	9982,5

Scénario de prix élevé

	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1995	2000	2005
Électricité	1270,9	1333,6	1392,5	1420,7	1455,4	1459,4	1488,8	1682,0	1897,5	2159,7
Produits pétroliers	2761,6	2725,2	2758,1	2761,5	2737,3	2747,9	2724,0	2693,3	2750,6	2862,9
Gaz naturel	1743,5	1848,3	1900,3	1954,7	2009,0	2067,1	2078,8	2194,7	2404,4	2682,2
LGN	153,0	176,9	187,3	202,8	212,9	220,5	226,9	255,7	292,3	303,0
Charbon, coke et gaz de cokéfaction	238,8	267,7	287,6	296,7	302,0	308,2	304,9	332,6	360,2	403,8
Renouvelables et vapeur	509,9	534,1	539,3	550,0	555,6	562,0	564,4	583,6	615,1	645,5
Total	6677,7	6885,8	7065,1	7186,4	7272,2	7365,1	7387,7	7742,0	8320,2	9057,1

Tableau A3-6 (suite)
Demande d'énergie pour utilisation finale par combustible - Canada et régions

(Pétajoules)

Provinces de l'Atlantique

Scénario de prix bas

	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1995	2000	2005
Électricité	90,9	92,8	98,4	100,8	102,3	104,9	108,0	122,4	142,6	170,8
Produits pétroliers	315,5	312,0	323,0	329,7	333,7	335,8	335,8	338,8	354,8	383,8
Gaz naturel	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,1	0,1	0,2
LGN	4,6	4,6	4,8	4,9	4,9	5,0	5,1	5,3	5,8	6,3
Charbon, coke et gaz de cokéfaction	7,9	9,1	9,5	9,7	9,7	9,8	9,7	10,2	11,1	12,7
Renouvelables et vapeur	73,0	71,4	66,4	67,4	68,2	69,3	70,2	72,5	75,4	78,9
Total	491,9	489,9	502,1	512,6	519,0	524,8	528,9	549,2	589,9	652,7

Scénario de prix élevé

	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1995	2000	2005
Électricité	90,9	92,8	98,6	101,0	103,2	106,3	110,2	124,8	148,5	175,5
Produits pétroliers	315,5	312,0	321,5	326,1	328,4	328,9	327,5	319,9	329,9	350,0
Gaz naturel	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,1	0,2
LGN	4,6	4,6	4,8	4,9	5,0	5,0	5,1	5,4	6,0	6,5
Charbon, coke et gaz de cokéfaction	7,9	9,1	9,5	9,6	9,6	9,6	9,6	9,9	10,6	11,9
Renouvelables et vapeur	73,0	71,4	66,3	67,2	67,9	68,9	69,7	73,2	78,3	83,7
Total	491,9	489,9	500,6	508,8	514,1	518,7	522,2	533,2	573,4	627,7

(Pétajoules)

Terre-Neuve

Scénario de prix bas

	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1995	2000	2005
Électricité	30,9	30,9	32,4	33,0	33,2	33,7	35,8	37,3	40,7	49,6
Produits pétroliers	77,0	76,5	77,7	79,6	80,7	81,0	81,8	76,6	84,8	91,1
Total	122,9	121,3	123,7	126,3	127,8	128,6	131,9	127,6	140,0	155,9

Scénario de prix élevé

	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1995	2000	2005
Électricité	30,9	30,9	32,8	33,7	35,4	36,9	40,3	41,9	53,1	63,9
Produits pétroliers	77,0	76,5	77,6	79,1	80,3	80,5	81,0	78,7	80,0	83,4
Total	122,9	121,3	123,9	126,6	129,7	131,8	136,3	136,0	149,9	165,2

(Pétajoules)

Île-du-Prince-Édouard

Scénario de prix bas

	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1995	2000	2005
Électricité	1,8	1,9	1,9	2,0	2,0	2,1	2,1	2,3	2,6	2,8
Produits pétroliers	13,9	13,8	14,2	14,4	14,7	14,8	14,7	15,7	16,7	18,3
Total	18,0	18,0	18,4	18,7	19,0	19,2	19,3	20,6	22,0	24,2

Scénario de prix élevé

	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1995	2000	2005
Électricité	1,8	1,9	1,9	2,0	2,0	2,1	2,1	2,4	2,6	2,8
Produits pétroliers	13,9	13,8	14,1	14,3	14,3	14,4	14,2	14,4	15,2	16,3
Total	18,0	18,0	18,3	18,5	18,7	18,8	18,7	19,4	20,8	22,6

Tableau A3-6 (suite)
Demande d'énergie pour utilisation finale par combustible - Canada et régions

(Pétajoules)

Nouvelle-Écosse

Scénario de prix bas

	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1995	2000	2005
Électricité	24,3	25,6	27,0	27,3	27,3	28,0	28,2	33,3	39,7	47,1
Produits pétroliers	128,1	125,5	132,9	134,6	135,3	136,1	135,4	140,5	145,1	157,1
Total	184,8	184,0	187,9	190,2	190,9	192,7	192,3	204,2	217,1	239,1

Scénario de prix élevé

	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1995	2000	2005
Électricité	24,3	25,6	26,9	27,1	26,9	27,4	27,4	32,5	37,6	43,9
Produits pétroliers	128,1	125,5	132,3	133,3	133,1	133,2	131,9	130,5	134,9	143,8
Total	184,8	184,0	187,3	188,5	188,2	189,0	187,8	193,3	205,4	223,9

(Pétajoules)

Nouveau-Brunswick

Scénario de prix bas

	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1995	2000	2005
Électricité	33,9	34,4	37,1	38,6	39,7	41,2	42,0	49,5	59,6	71,3
Produits pétroliers	96,5	96,1	98,2	101,1	103,1	103,9	103,9	106,1	108,2	117,2
Total	166,2	166,6	172,1	177,4	181,3	184,2	185,4	196,9	210,7	233,3

Scénario de prix élevé

	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1995	2000	2005
Électricité	33,9	34,4	37,0	38,2	38,9	39,9	40,4	48,1	55,1	64,9
Produits pétroliers	96,5	96,1	97,4	99,5	100,6	100,8	100,4	96,3	99,9	106,4
Total	166,2	166,6	171,1	175,2	177,4	179,2	179,4	184,6	197,3	216,0

Tableau A3-6 (suite)
Demande d'énergie pour utilisation finale par combustible - Canada et régions

(Pétajoules)

Québec

Scénario de prix bas

	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1995	2000	2005
Électricité	445,4	477,5	497,9	510,9	524,6	507,7	521,1	590,9	666,5	762,3
Produits pétroliers	655,3	613,1	625,5	630,3	631,2	650,4	644,3	656,9	683,9	724,6
Gaz naturel	159,6	185,4	188,5	198,4	213,0	250,2	257,1	290,6	324,2	368,9
LGN	16,7	17,5	19,4	20,1	20,7	23,5	26,0	28,0	29,1	30,6
Charbon, coke et gaz de cokéfaction	17,4	22,0	22,8	23,1	23,3	23,7	23,4	23,2	23,3	23,9
Renouvelables et vapeur	86,8	89,9	91,7	93,6	96,0	98,1	99,9	105,1	111,1	115,5
Total	1381,2	1405,4	1445,8	1476,5	1508,8	1553,7	1571,8	1694,8	1838,1	2026,0

Scénario de prix élevé

	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1995	2000	2005
Électricité	445,4	477,5	496,8	506,0	517,0	498,5	511,0	577,1	648,4	734,4
Produits pétroliers	655,3	613,1	619,5	619,6	613,9	625,4	611,3	586,7	586,3	603,8
Gaz naturel	159,6	185,4	190,3	195,3	204,8	235,7	238,1	252,8	274,7	308,0
LGN	16,7	17,5	19,4	20,1	20,6	23,3	25,7	27,6	28,7	30,0
Charbon, coke et gaz de cokéfaction	17,4	22,0	22,7	22,6	22,4	22,5	22,0	21,1	20,7	20,9
Renouvelables et vapeur	86,8	89,9	91,9	93,7	96,0	98,1	99,8	104,6	110,4	114,5
Total	1381,2	1405,4	1440,6	1457,3	1474,7	1503,6	1507,9	1569,9	1669,1	1811,7

Tableau A3-6 (suite)
Demande d'énergie pour utilisation finale par combustible - Canada et régions

(Pétajoules)

Ontario

Scénario de prix bas

	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1995	2000	2005
Électricité	396,6	409,9	428,7	445,4	464,4	478,3	485,0	553,7	626,3	729,1
Produits pétroliers	919,2	916,6	942,2	948,9	942,5	955,0	964,4	1026,5	1088,7	1157,0
Gaz naturel	710,6	737,5	767,4	808,7	860,2	895,0	908,7	1012,8	1128,4	1293,8
LGN	43,9	47,6	51,1	61,2	69,9	73,8	77,0	80,8	83,3	86,4
Charbon, coke et gaz de cokéfaction	200,7	221,5	240,5	252,7	260,0	266,4	263,1	288,1	321,0	371,0
Renouvelables et vapeur	123,5	121,1	123,4	126,0	128,9	130,4	130,4	131,7	144,7	156,5
Total	2394,5	2454,2	2553,3	2642,8	2725,8	2798,9	2828,5	3093,6	3392,3	3793,9

Scénario de prix élevé

	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1995	2000	2005
Électricité	396,6	409,9	427,9	439,3	454,1	465,2	470,5	530,9	598,6	693,7
Produits pétroliers	919,2	916,6	933,2	932,0	914,8	916,9	915,2	916,7	929,0	952,5
Gaz naturel	710,6	737,5	768,0	789,2	819,9	836,5	835,8	882,9	967,2	1094,9
LGN	43,9	47,6	51,4	61,4	70,1	74,0	77,2	81,2	84,4	88,3
Charbon, coke et gaz de cokéfaction	200,7	221,5	238,9	247,0	251,5	256,7	253,2	269,9	293,3	330,3
Renouvelables et vapeur	123,5	121,1	123,2	124,5	126,0	126,6	126,0	125,7	136,7	147,0
Total	2394,5	2454,2	2542,6	2593,4	2636,5	2675,9	2677,9	2807,5	3009,3	3306,8

(Pétajoules)

Manitoba

Scénario de prix bas

	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1995	2000	2005
Électricité	44,8	46,8	49,2	51,6	52,9	54,2	55,2	63,1	72,1	83,1
Produits pétroliers	100,2	101,9	102,2	103,2	103,9	104,7	105,3	113,7	126,0	138,1
Gaz naturel	67,4	71,3	73,0	77,5	80,5	83,0	84,6	93,8	104,0	114,9
LGN	2,9	2,9	2,9	3,0	3,0	2,9	2,9	3,2	3,6	3,9
Charbon, coke et gaz de cokéfaction	2,8	2,9	3,0	3,3	3,4	3,5	3,5	4,2	4,7	5,5
Renouvelables et vapeur	9,7	11,3	11,9	12,6	13,2	13,9	14,6	16,1	18,5	20,3
Total	227,8	237,0	242,2	251,1	256,8	262,2	266,1	294,1	328,9	365,8

Scénario de prix élevé

	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1995	2000	2005
Électricité	44,8	46,8	49,2	51,2	52,4	53,6	54,6	62,9	71,2	80,9
Produits pétroliers	100,2	101,9	101,2	101,6	101,5	101,6	101,4	104,5	112,1	119,2
Gaz naturel	67,4	71,3	73,2	76,2	77,7	78,9	79,5	84,1	91,1	98,2
LGN	2,9	2,9	2,9	3,0	3,0	3,0	3,0	3,3	3,7	4,1
Charbon, coke et gaz de cokéfaction	2,8	2,9	3,0	3,2	3,3	3,3	3,3	3,8	4,2	4,8
Renouvelables et vapeur	9,7	11,3	11,9	12,5	13,1	13,8	14,4	15,8	17,9	19,4
Total	227,8	237,0	241,3	247,7	251,0	254,2	256,1	274,3	300,1	326,5

Tableau A3-6 (suite)
Demande d'énergie pour utilisation finale par combustible - Canada et régions

(Pétajoules)

Saskatchewan

Scénario de prix bas

	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1995	2000	2005
Électricité	37,1	37,4	39,2	39,9	40,3	41,6	43,1	47,3	55,6	64,3
Produits pétroliers	132,5	134,2	133,2	131,7	130,5	130,1	129,7	131,8	142,9	157,3
Gaz naturel	99,9	105,4	107,4	113,5	119,0	125,7	131,4	142,1	164,2	186,5
LGN	4,2	4,7	4,9	5,0	5,1	5,2	5,4	5,5	5,9	6,2
Charbon, coke et gaz de cokéfaction	4,4	4,8	4,9	5,1	5,2	5,5	5,7	5,4	5,5	5,3
Renouvelables et vapeur	11,2	11,8	12,0	12,2	12,3	12,5	12,7	13,2	13,9	14,4
Total	289,4	298,3	301,6	307,4	312,4	320,6	327,9	345,3	387,9	434,0

Scénario de prix élevé

	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1995	2000	2005
Électricité	37,1	37,4	39,4	40,1	41,0	42,8	44,6	50,3	59,0	67,0
Produits pétroliers	132,5	134,2	132,0	129,8	128,0	127,0	125,9	123,7	129,1	137,1
Gaz naturel	99,9	105,4	108,0	111,7	115,4	120,0	123,8	127,6	145,2	162,5
LGN	4,2	4,7	4,9	5,0	5,1	5,2	5,4	5,5	5,9	6,2
Charbon, coke et gaz de cokéfaction	4,4	4,8	4,9	5,1	5,2	5,4	5,6	5,2	5,2	4,9
Renouvelables et vapeur	11,2	11,8	12,0	12,1	12,3	12,4	12,6	13,1	13,8	14,4
Total	289,4	298,3	301,2	303,8	307,0	312,8	317,8	325,4	358,3	392,2

(Pétajoules)

Alberta

Scénario de prix bas

	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1995	2000	2005
Électricité	102,0	107,8	107,8	107,4	107,8	108,7	110,4	130,5	144,6	160,2
Produits pétroliers	320,4	335,4	336,4	337,8	339,0	339,0	337,7	350,4	371,9	401,4
Gaz naturel	530,6	564,2	568,8	580,5	586,1	588,6	593,1	629,6	679,1	742,7
LGN	72,1	90,4	94,4	98,5	99,0	99,3	99,7	120,3	149,3	151,8
Charbon, coke et gaz de cokéfaction	2,0	1,8	1,9	1,9	2,0	2,0	2,0	8,9	11,7	15,6
Renouvelables et vapeur	13,9	14,2	14,4	14,6	14,8	15,0	15,2	15,8	16,8	17,2
Total	1041,1	1113,8	1123,7	1140,7	1148,7	1152,6	1158,0	1255,5	1373,5	1488,9

Scénario de prix élevé

	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1995	2000	2005
Électricité	102,0	107,8	110,4	112,5	115,0	118,1	121,9	151,2	170,4	189,2
Produits pétroliers	320,4	335,4	336,5	336,9	337,6	337,8	336,8	348,9	368,3	393,3
Gaz naturel	530,6	564,2	571,4	584,9	588,7	590,5	595,1	629,0	677,6	741,4
LGN	72,1	90,4	94,6	99,0	99,5	100,0	100,5	121,7	151,3	154,3
Charbon, coke et gaz de cokéfaction	2,0	1,8	1,8	1,9	1,9	1,9	2,0	10,2	13,6	18,0
Renouvelables et vapeur	13,9	14,2	14,4	14,6	14,8	14,9	15,1	15,8	16,8	17,0
Total	1041,1	1113,8	1129,1	1149,8	1157,4	1163,2	1171,4	1276,8	1397,9	1513,2

Tableau A3-6 (suite)
Demande d'énergie pour utilisation finale par combustible - Canada et régions

(Pétajoules)

Colombie-Britannique et Territoires

Scénario de prix bas

	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1995	2000	2005
Électricité	154,1	161,4	171,4	173,4	176,9	180,4	182,9	194,9	217,0	243,5
Produits pétroliers	318,5	312,1	318,4	323,6	325,5	325,5	324,0	326,4	345,6	371,6
Gaz naturel	175,3	184,5	189,5	201,0	209,7	216,3	219,7	242,0	282,8	327,4
LGN	8,6	9,1	9,3	9,5	9,6	9,8	9,9	10,6	11,6	12,7
Charbon, coke et gaz de cokéfaction	3,5	5,7	6,8	7,6	8,5	9,3	10,0	14,0	14,7	15,8
Renouvelables et vapeur	191,7	214,4	219,4	225,1	225,2	227,0	226,4	235,7	241,9	250,3
Total	851,7	887,2	914,7	940,1	955,4	968,3	972,8	1023,5	1113,6	1221,3

Scénario de prix élevé

	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1995	2000	2005
Électricité	154,1	161,4	170,3	170,5	172,7	175,0	176,0	184,8	201,5	218,9
Produits pétroliers	318,5	312,1	314,3	315,5	313,2	310,2	305,9	292,9	295,8	306,9
Gaz naturel	175,3	184,5	189,5	197,3	202,4	205,5	206,4	218,1	248,5	277,1
LGN	8,6	9,1	9,3	9,5	9,7	9,9	10,0	11,0	12,4	13,6
Charbon, coke et gaz de cokéfaction	3,5	5,7	6,7	7,4	8,1	8,8	9,3	12,6	12,6	13,0
Renouvelables et vapeur	191,7	214,4	219,5	225,3	225,5	227,3	226,8	235,5	241,3	249,4
Total	851,7	887,2	909,7	925,6	931,5	936,7	934,4	954,8	1012,1	1078,9

Tableau A3-7

Répartition de la demande d'énergie finale par combustible et secteur - Canada et régions

(Pourcentage)

Canada

Scénario de prix bas

	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1995	2000	2005
Résidentiel										
Électricité	30,2	30,9	31,5	31,7	32,1	32,5	33,0	35,2	36,7	37,6
Pétrole	21,4	19,9	19,3	18,7	18,1	17,5	16,9	14,4	12,7	11,8
Gaz naturel	37,4	38,3	38,3	38,7	39,0	39,2	39,3	39,4	39,5	39,3
Bois	7,9	7,9	7,9	7,9	7,9	7,9	7,9	8,0	8,0	8,1
Autres	3,1	3,0	3,0	3,0	2,9	2,9	2,9	3,0	3,1	3,2
Total	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
Commercial										
Électricité	34,2	34,8	35,1	35,0	34,8	34,9	35,1	36,7	38,0	38,9
Pétrole	16,9	14,7	14,6	14,2	13,9	13,6	13,3	11,0	9,0	7,8
Gaz naturel	46,0	47,7	47,4	47,7	48,1	48,3	48,3	48,5	48,7	48,8
Autres	2,9	2,9	3,0	3,1	3,1	3,2	3,3	3,7	4,4	4,6
Total	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
Industriel										
Électricité	27,4	27,9	28,1	27,7	27,5	26,0	26,3	27,2	27,9	28,6
Pétrole	15,2	12,5	13,4	13,4	12,9	13,1	12,6	11,1	10,5	10,1
Gaz naturel	26,8	27,9	27,2	27,7	28,9	30,6	31,1	32,7	34,0	35,4
Charbon, coke et gaz de cokéfaction	11,1	12,0	12,5	12,6	12,5	12,5	12,3	12,5	12,4	12,3
Vapeur	2,2	1,8	1,5	1,5	1,4	1,4	1,3	0,9	0,9	0,9
Déchets de bois	16,7	17,3	16,8	16,5	16,0	15,7	15,6	14,6	13,3	11,6
Autres	0,6	0,6	0,6	0,7	0,7	0,8	0,8	1,0	1,1	1,2
Total	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
Utilisation finale globale										
Électricité	19,0	19,4	19,7	19,7	19,8	19,5	19,7	20,6	21,3	22,2
Pétrole	41,4	39,6	39,3	38,6	37,8	37,5	37,1	35,7	34,5	33,4
Gaz naturel	26,1	26,8	26,7	27,2	27,9	28,5	28,7	29,2	29,7	30,4
Charbon, coke et gaz de cokéfaction	3,6	3,9	4,1	4,2	4,2	4,2	4,1	4,3	4,3	4,5
Vapeur	0,7	0,6	0,5	0,5	0,5	0,5	0,4	0,3	0,3	0,3
Bois	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,4	1,4	1,3
Déchets de bois	5,3	5,5	5,4	5,4	5,3	5,2	5,2	5,0	4,6	4,2
Autres	2,4	2,7	2,8	3,0	3,1	3,2	3,3	3,5	3,8	3,7
Total	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0

Tableau A3-7 (suite)
Répartition de la demande d'énergie finale par combustible et secteur - Canada et régions

(Pourcentage)

Canada

Scénario de prix élevé

	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1995	2000	2005
Résidentiel										
Électricité	30,2	30,9	31,6	32,1	32,8	33,6	34,5	38,3	40,5	41,7
Pétrole	21,4	19,9	19,0	18,2	17,4	16,6	15,8	11,8	9,4	8,2
Gaz naturel	37,4	38,3	38,4	38,7	38,8	38,7	38,7	38,2	38,0	37,8
Bois	7,9	7,9	8,0	8,0	8,0	8,1	8,2	8,6	8,8	9,0
Autres	3,1	3,0	3,0	3,0	2,9	2,9	2,9	3,1	3,2	3,3
Total	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
Commercial										
Électricité	34,2	34,8	35,1	35,3	35,4	35,7	36,2	38,6	40,3	41,4
Pétrole	16,9	14,7	14,4	14,1	13,8	13,4	13,1	10,6	8,4	7,1
Gaz naturel	46,0	47,7	47,5	47,5	47,7	47,6	47,3	47,0	46,9	46,9
Autres	2,9	2,9	3,0	3,1	3,2	3,2	3,3	3,7	4,5	4,6
Total	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
Industriel										
Électricité	27,4	27,9	28,1	27,7	27,7	26,4	26,9	28,4	29,3	30,1
Pétrole	15,2	12,5	13,2	13,3	12,7	12,9	12,3	10,6	9,9	9,5
Gaz naturel	26,8	27,9	27,5	27,6	28,5	29,9	30,1	30,9	31,9	33,3
Charbon, coke et gaz de cokéfaction	11,1	12,0	12,4	12,5	12,5	12,5	12,3	12,6	12,4	12,2
Vapeur	2,2	1,8	1,5	1,4	1,4	1,3	1,2	0,9	0,8	0,8
Déchets de bois	16,7	17,3	16,8	16,7	16,5	16,3	16,3	15,6	14,5	12,9
Autres	0,6	0,6	0,6	0,7	0,7	0,8	0,9	1,0	1,1	1,2
Total	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
Utilisation finale globale										
Électricité	19,0	19,4	19,7	19,8	20,0	19,8	20,2	21,7	22,8	23,8
Pétrole	41,4	39,6	39,0	38,4	37,6	37,3	36,9	34,8	33,1	31,6
Gaz naturel	26,1	26,8	26,9	27,2	27,6	28,1	28,1	28,3	28,9	29,6
Charbon, coke et gaz de cokéfaction	3,6	3,9	4,1	4,1	4,2	4,2	4,1	4,3	4,3	4,5
Vapeur	0,7	0,6	0,5	0,5	0,5	0,4	0,4	0,3	0,3	0,3
Bois	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5
Déchets de bois	5,3	5,5	5,4	5,5	5,4	5,4	5,4	5,3	5,0	4,7
Autres	2,4	2,7	2,8	3,0	3,2	3,3	3,4	3,7	4,1	4,0
Total	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0

Tableau A3-7 (suite)
Répartition de la demande d'énergie finale par combustible et secteur - Canada et régions

(Pourcentage)

Provinces de l'Atlantique

Scénario de prix bas

	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1995	2000	2005
Résidentiel										
Électricité	26,7	27,2	27,3	27,4	27,4	27,6	27,8	30,7	34,6	37,1
Pétrole	45,8	46,2	46,2	46,3	46,4	46,3	46,1	42,9	38,3	35,3
Gaz naturel	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Bois	24,4	23,8	23,7	23,7	23,7	23,7	23,7	24,0	24,4	24,7
Autres	3,1	2,9	2,7	2,6	2,5	2,4	2,4	2,4	2,6	2,8
Total	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
Commercial										
Électricité	30,9	33,9	36,1	37,7	39,1	40,7	42,3	48,9	54,3	59,4
Pétrole	64,7	61,8	59,4	57,7	56,2	54,5	52,9	46,1	40,5	35,2
Gaz naturel	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,2
Autres	4,4	4,3	4,4	4,5	4,7	4,7	4,7	5,0	5,1	5,2
Total	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
Industriel										
Électricité	28,5	28,8	29,9	29,2	28,8	28,8	29,1	30,9	32,2	34,3
Pétrole	36,9	35,9	39,0	39,8	40,2	40,3	40,0	37,6	37,5	38,2
Gaz naturel	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Charbon, coke et gaz de cokéfaction	3,9	5,0	5,2	5,2	5,3	5,3	5,2	5,4	5,5	5,6
Vapeur	6,2	4,7	0,8	0,8	0,7	0,7	0,7	0,6	0,6	0,5
Déchets de bois	24,0	25,1	24,4	24,1	24,1	24,0	23,9	24,2	22,8	20,0
Autres	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1,0	1,1	1,2	1,4	1,4
Total	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
Utilisation finale globale										
Électricité	18,5	18,9	19,6	19,7	19,7	20,0	20,4	22,3	24,2	26,2
Pétrole	64,1	63,7	64,3	64,3	64,3	64,0	63,5	61,7	60,1	58,8
Gaz naturel	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Charbon, coke et gaz de cokéfaction	1,6	1,9	1,9	1,9	1,9	1,9	1,8	1,9	1,9	1,9
Vapeur	2,0	1,5	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,2	0,2	0,2
Bois	5,2	5,2	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,2	5,1	5,0
Déchets de bois	7,5	7,7	7,6	7,6	7,6	7,6	7,6	7,4	7,0	6,3
Autres	1,0	1,1	1,1	1,2	1,2	1,2	1,3	1,4	1,5	1,5
Total	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0

Tableau A3-7 (suite)
Répartition de la demande d'énergie finale par combustible et secteur - Canada et régions

(Pourcentage)

Provinces de l'Atlantique

Scénario de prix élevé

	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1995	2000	2005
Résidentiel										
Électricité	26,7	27,2	27,4	27,6	27,8	28,1	28,5	31,7	35,5	37,5
Pétrole	45,8	46,2	46,1	46,0	46,0	45,7	45,3	40,4	34,5	30,6
Gaz naturel	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Bois	24,4	23,8	23,8	23,7	23,7	23,8	23,8	25,5	27,3	29,0
Autres	3,1	2,9	2,7	2,6	2,5	2,4	2,4	2,4	2,6	2,8
Total	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
Commercial										
Électricité	30,9	33,9	36,2	37,9	39,4	41,2	42,9	50,3	56,7	61,9
Pétrole	64,7	61,8	59,3	57,5	55,9	54,0	52,3	44,6	38,0	32,7
Gaz naturel	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,2
Autres	4,4	4,3	4,4	4,5	4,7	4,7	4,8	5,0	5,2	5,3
Total	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
Industriel										
Électricité	28,5	28,8	30,0	29,4	29,3	29,4	30,1	32,3	34,4	36,3
Pétrole	36,9	35,9	39,0	39,7	40,1	40,0	39,6	36,8	36,4	37,2
Gaz naturel	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Charbon, coke et gaz de cokéfaction	3,9	5,0	5,1	5,2	5,1	5,1	5,0	5,2	5,1	5,1
Vapeur	6,2	4,7	0,8	0,8	0,7	0,7	0,7	0,6	0,6	0,5
Déchets de bois	24,0	25,1	24,4	24,2	23,9	23,7	23,5	23,9	22,1	19,5
Autres	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1,0	1,1	1,2	1,4	1,4
Total	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
Utilisation finale globale										
Électricité	18,5	18,9	19,7	19,8	20,1	20,5	21,1	23,4	25,9	28,0
Pétrole	64,1	63,7	64,2	64,1	63,9	63,4	62,7	60,0	57,5	55,8
Gaz naturel	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Charbon, coke et gaz de cokéfaction	1,6	1,9	1,9	1,9	1,9	1,8	1,8	1,8	1,9	1,9
Vapeur	2,0	1,5	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,2	0,2
Bois	5,2	5,2	5,1	5,1	5,0	5,1	5,1	5,4	5,7	6,0
Déchets de bois	7,5	7,7	7,7	7,6	7,6	7,6	7,7	7,6	7,2	6,5
Autres	1,0	1,1	1,1	1,2	1,2	1,3	1,3	1,4	1,6	1,6
Total	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0

(Pourcentage)

Québec

Scénario de prix bas

	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1995	2000	2005
Résidentiel										
Électricité	47,5	49,8	50,3	51,0	52,2	53,2	54,3	58,4	60,7	62,1
Pétrole	30,8	27,2	26,3	25,3	23,7	22,3	20,9	15,1	11,7	9,9
Gaz naturel	8,5	9,9	10,1	10,4	10,8	11,1	11,3	12,6	13,3	13,5
Bois	11,4	11,7	11,7	11,8	11,8	11,9	11,9	12,1	12,4	12,6
Autres	1,7	1,4	1,5	1,5	1,5	1,5	1,6	1,8	1,9	1,9
Total	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
Commercial										
Électricité	46,0	49,1	49,6	49,5	49,5	49,6	50,2	53,0	56,7	58,4
Pétrole	28,8	22,5	22,2	21,6	21,1	20,6	20,2	18,1	14,3	13,2
Gaz naturel	20,4	23,2	23,0	23,6	24,2	24,6	24,4	23,6	23,6	23,0
Autres	4,9	5,2	5,2	5,2	5,2	5,2	5,3	5,3	5,4	5,4
Total	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
Industriel										
Électricité	47,4	49,2	49,4	49,1	48,6	41,9	42,5	44,7	46,0	47,5
Pétrole	18,1	13,0	13,8	13,7	13,0	15,3	14,1	11,1	10,3	10,1
Gaz naturel	20,4	23,1	22,4	22,9	24,2	28,9	29,6	31,0	31,4	31,6
Charbon, coke et gaz de cokéfaction	3,6	4,4	4,3	4,3	4,2	4,1	4,0	3,7	3,3	2,9
Vapeur	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Déchets de bois	10,0	9,9	9,5	9,4	9,3	8,9	9,0	8,3	7,6	6,6
Autres	0,6	0,5	0,6	0,7	0,8	0,8	0,9	1,1	1,4	1,4
Total	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
Utilisation finale globale										
Électricité	32,2	34,0	34,4	34,6	34,8	32,7	33,2	34,9	36,3	37,6
Pétrole	47,4	43,6	43,3	42,7	41,8	41,9	41,0	38,8	37,2	35,8
Gaz naturel	11,6	13,2	13,0	13,4	14,1	16,1	16,4	17,1	17,6	18,2
Charbon, coke et gaz de cokéfaction	1,3	1,6	1,6	1,6	1,5	1,5	1,5	1,4	1,3	1,2
Vapeur	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Bois	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,3	2,3	2,2
Déchets de bois	3,5	3,5	3,5	3,4	3,4	3,3	3,3	3,1	2,9	2,7
Autres	1,6	1,7	1,8	1,9	1,9	2,1	2,3	2,4	2,4	2,4
Total	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0

Tableau A3-7 (suite)
Répartition de la demande d'énergie finale par combustible et secteur - Canada et régions

(Pourcentage)

Québec

Scénario de prix élevé

	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1995	2000	2005
Résidentiel										
Électricité	47,5	49,8	50,5	51,5	53,0	54,5	56,0	62,4	66,4	68,8
Pétrole	30,8	27,2	25,9	24,6	22,8	21,0	19,3	11,7	7,2	4,6
Gaz naturel	8,5	9,9	10,3	10,5	10,6	10,7	10,8	11,2	11,3	11,1
Bois	11,4	11,7	11,8	11,9	12,1	12,2	12,3	12,8	13,2	13,5
Autres	1,7	1,4	1,5	1,5	1,5	1,5	1,6	1,8	1,9	2,0
Total	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
Commercial										
Électricité	46,0	49,1	49,7	49,9	50,1	50,4	51,3	55,5	60,1	62,1
Pétrole	28,8	22,5	22,0	21,4	20,8	20,3	19,8	17,4	13,4	12,2
Gaz naturel	20,4	23,2	23,1	23,5	23,8	24,0	23,6	21,7	21,1	20,2
Autres	4,9	5,2	5,2	5,2	5,3	5,3	5,3	5,4	5,5	5,5
Total	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
Industriel										
Électricité	47,4	49,2	49,4	49,2	48,9	42,5	43,4	46,6	48,0	49,2
Pétrole	18,1	13,0	13,4	13,4	12,6	14,7	13,1	9,5	8,6	8,4
Gaz naturel	20,4	23,1	22,7	22,9	23,9	28,5	29,0	30,0	30,2	30,5
Charbon, coke et gaz de cokéfaction	3,6	4,4	4,3	4,3	4,2	4,1	4,0	3,7	3,3	2,9
Vapeur	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Déchets de bois	10,0	9,9	9,6	9,6	9,6	9,4	9,5	9,2	8,6	7,5
Autres	0,6	0,5	0,6	0,7	0,8	0,8	0,9	1,1	1,3	1,4
Total	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
Utilisation finale globale										
Électricité	32,2	34,0	34,5	34,7	35,1	33,2	33,9	36,8	38,8	40,5
Pétrole	47,4	43,6	43,0	42,5	41,6	41,6	40,5	37,4	35,1	33,3
Gaz naturel	11,6	13,2	13,2	13,4	13,9	15,7	15,8	16,1	16,5	17,0
Charbon, coke et gaz de cokéfaction	1,3	1,6	1,6	1,6	1,5	1,5	1,5	1,3	1,2	1,2
Vapeur	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Bois	2,4	2,4	2,4	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5
Déchets de bois	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5	3,4	3,5	3,4	3,2	3,0
Autres	1,6	1,7	1,8	1,9	1,9	2,1	2,3	2,5	2,6	2,5
Total	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0

Tableau A3-7 (suite)
Répartition de la demande d'énergie finale par combustible et secteur - Canada et régions

(Pourcentage)

Ontario

Scénario de prix bas

	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1995	2000	2005
Résidentiel										
Électricité	28,7	28,9	29,1	29,3	29,5	29,8	30,2	32,6	34,1	35,1
Pétrole	17,1	16,1	15,7	15,1	14,5	13,8	13,2	10,5	9,1	8,4
Gaz naturel	45,7	46,5	46,6	47,0	47,4	47,7	47,9	48,0	47,8	47,4
Bois	5,5	5,5	5,5	5,5	5,5	5,5	5,5	5,6	5,6	5,6
Autres	3,0	3,0	3,0	3,0	3,1	3,1	3,1	3,3	3,4	3,6
Total	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
Commercial										
Électricité	34,2	34,3	34,2	33,9	33,6	33,5	33,5	34,6	34,7	35,3
Pétrole	9,7	8,9	9,3	9,1	8,9	8,7	8,6	6,3	5,5	4,6
Gaz naturel	54,8	55,4	55,0	55,4	55,8	55,9	56,0	56,6	56,2	56,4
Autres	1,3	1,4	1,5	1,6	1,7	1,9	2,0	2,5	3,6	3,6
Total	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
Industriel										
Électricité	18,4	19,2	19,0	18,8	18,8	18,8	18,9	19,5	20,0	20,7
Pétrole	9,1	6,6	8,0	8,4	7,8	7,4	7,2	6,7	6,2	5,9
Gaz naturel	35,0	35,8	34,5	35,0	36,6	37,5	38,1	39,5	40,4	41,3
Charbon, coke et gaz de cokéfaction	25,2	26,8	27,4	27,2	26,5	26,3	26,0	25,7	25,4	24,8
Vapeur	4,5	4,0	3,8	3,6	3,5	3,3	3,1	2,3	2,1	2,0
Déchets de bois	7,5	7,3	6,9	6,6	6,3	6,1	6,2	5,6	5,1	4,3
Autres	0,3	0,3	0,4	0,4	0,5	0,6	0,6	0,7	0,8	1,0
Total	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
Utilisation finale globale										
Électricité	16,6	16,7	16,8	16,9	17,0	17,1	17,1	17,9	18,5	19,2
Pétrole	38,4	37,3	36,9	35,9	34,6	34,1	34,1	33,2	32,1	30,5
Gaz naturel	29,7	30,0	30,1	30,6	31,6	32,0	32,1	32,7	33,3	34,1
Charbon, coke et gaz de cokéfaction	8,4	9,0	9,4	9,6	9,5	9,5	9,3	9,3	9,5	9,8
Vapeur	1,5	1,3	1,3	1,3	1,2	1,2	1,1	0,8	0,8	0,8
Bois	1,1	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	0,9	0,9
Déchets de bois	2,5	2,5	2,4	2,3	2,3	2,2	2,2	2,0	1,9	1,7
Autres	1,9	2,0	2,1	2,5	2,8	2,9	3,0	3,0	3,1	3,0
Total	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0

Tableau A3-7 (suite)
Répartition de la demande d'énergie finale par combustible et secteur - Canada et régions

(Pourcentage)

Ontario

Scénario de prix élevé

	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1995	2000	2005
Résidentiel										
Électricité	28,7	28,9	29,3	29,8	30,3	31,0	31,8	36,1	38,4	39,8
Pétrole	17,1	16,1	15,3	14,5	13,7	12,8	11,9	7,7	5,3	4,0
Gaz naturel	45,7	46,5	46,9	47,1	47,3	47,4	47,5	46,9	46,8	46,5
Bois	5,5	5,5	5,5	5,5	5,6	5,6	5,6	5,9	6,0	6,1
Autres	3,0	3,0	3,0	3,1	3,1	3,1	3,2	3,3	3,5	3,6
Total	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
Commercial										
Électricité	34,2	34,3	34,3	34,2	34,2	34,4	34,6	36,0	36,3	36,9
Pétrole	9,7	8,9	9,1	8,9	8,7	8,5	8,3	5,9	4,9	4,0
Gaz naturel	54,8	55,4	55,1	55,3	55,3	55,2	55,0	55,7	55,2	55,4
Autres	1,3	1,4	1,5	1,6	1,7	1,9	2,0	2,5	3,7	3,7
Total	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
Industriel										
Électricité	18,4	19,2	19,0	18,8	18,9	19,0	19,2	20,4	21,3	22,3
Pétrole	9,1	6,6	7,7	8,1	7,5	7,0	6,7	5,8	5,4	5,1
Gaz naturel	35,0	35,8	34,8	34,8	35,9	36,5	36,8	37,3	37,9	38,9
Charbon, coke et gaz de cokéfaction	25,2	26,8	27,4	27,4	27,1	27,1	27,1	27,2	26,7	25,8
Vapeur	4,5	4,0	3,8	3,6	3,4	3,2	3,0	2,2	2,1	2,0
Déchets de bois	7,5	7,3	7,0	6,8	6,6	6,5	6,7	6,4	5,8	5,0
Autres	0,3	0,3	0,4	0,4	0,5	0,6	0,6	0,7	0,8	1,0
Total	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
Utilisation finale globale										
Électricité	16,6	16,7	16,8	16,9	17,2	17,4	17,6	18,9	19,9	21,0
Pétrole	38,4	37,3	36,7	35,9	34,7	34,3	34,2	32,7	30,9	28,8
Gaz naturel	29,7	30,0	30,2	30,4	31,1	31,3	31,2	31,4	32,1	33,1
Charbon, coke et gaz de cokéfaction	8,4	9,0	9,4	9,5	9,5	9,6	9,5	9,6	9,7	10,0
Vapeur	1,5	1,3	1,3	1,2	1,2	1,1	1,1	0,8	0,8	0,8
Bois	1,1	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
Déchets de bois	2,5	2,5	2,4	2,4	2,3	2,3	2,3	2,2	2,1	1,9
Autres	1,9	2,0	2,2	2,5	2,9	3,0	3,2	3,3	3,4	3,4
Total	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0

Tableau A3-7 (suite)
Répartition de la demande d'énergie finale par combustible et secteur - Canada et régions

(Pourcentage)

Manitoba

Scénario de prix bas

	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1995	2000	2005
Résidentiel										
Électricité	34,0	35,2	37,6	37,7	37,7	37,9	38,1	38,9	39,3	39,4
Pétrole	14,5	12,6	11,4	11,2	11,1	11,0	10,9	11,2	11,1	11,6
Gaz naturel	43,0	44,2	42,9	43,1	43,3	43,4	43,3	42,2	41,7	41,1
Bois	5,4	5,4	5,6	5,6	5,5	5,5	5,5	5,5	5,5	5,5
Autres	3,1	2,6	2,6	2,5	2,3	2,2	2,1	2,2	2,4	2,4
Total	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
Commercial										
Électricité	28,5	27,2	27,1	26,3	25,6	25,1	24,8	24,1	23,6	23,4
Pétrole	5,8	6,5	6,4	5,8	5,3	4,9	4,6	3,0	2,7	2,8
Gaz naturel	62,1	62,2	62,1	63,2	64,1	64,8	65,2	65,8	64,8	63,7
Autres	3,6	4,1	4,4	4,7	4,9	5,2	5,5	7,1	9,0	10,1
Total	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
Industriel										
Électricité	37,2	36,0	35,2	35,6	35,6	35,6	35,4	37,1	38,8	41,1
Pétrole	13,9	13,6	14,1	13,5	12,8	12,3	11,9	11,1	10,2	9,3
Gaz naturel	25,4	25,0	25,3	26,3	27,1	27,6	28,0	30,1	31,0	31,5
Charbon, coke et gaz de cokéfaction	5,9	5,5	5,5	5,5	5,5	5,4	5,3	5,2	5,1	4,9
Vapeur	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Déchets de bois	16,4	18,7	18,7	17,8	17,6	17,6	17,9	14,7	13,0	11,0
Autres	1,2	1,2	1,3	1,3	1,4	1,5	1,5	1,7	1,9	2,1
Total	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
Utilisation finale globale										
Électricité	19,7	19,8	20,3	20,6	20,6	20,7	20,7	21,4	21,9	22,7
Pétrole	44,0	43,0	42,2	41,1	40,4	39,9	39,6	38,7	38,3	37,7
Gaz naturel	29,6	30,1	30,1	30,8	31,3	31,6	31,8	31,9	31,6	31,4
Charbon, coke et gaz de cokéfaction	1,2	1,2	1,2	1,3	1,3	1,3	1,3	1,4	1,4	1,5
Vapeur	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Bois	1,4	1,4	1,4	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,2	1,2
Déchets de bois	2,6	3,0	3,1	3,2	3,2	3,3	3,4	3,1	2,8	2,5
Autres	1,4	1,4	1,4	1,5	1,5	1,6	1,6	2,0	2,4	2,7
Total	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0

Tableau A3-7 (suite)
Répartition de la demande d'énergie finale par combustible et secteur - Canada et régions

(Pourcentage)

Manitoba

Scénario de prix élevé

	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1995	2000	2005
Résidentiel										
Électricité	34,0	35,2	37,8	38,2	38,6	39,2	40,0	42,9	43,2	43,6
Pétrole	14,5	12,6	10,9	10,5	10,3	10,0	9,6	8,3	8,9	9,6
Gaz naturel	43,0	44,2	43,2	43,2	43,2	43,0	42,7	40,9	39,9	38,8
Bois	5,4	5,4	5,6	5,6	5,6	5,6	5,6	5,6	5,6	5,6
Autres	3,1	2,6	2,6	2,5	2,4	2,2	2,1	2,3	2,4	2,5
Total	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
Commercial										
Électricité	28,5	27,2	27,2	26,7	26,3	26,1	25,8	25,8	25,7	25,6
Pétrole	5,8	6,5	6,2	5,7	5,3	4,9	4,6	3,1	2,7	2,8
Gaz naturel	62,1	62,2	62,2	62,9	63,5	63,8	64,1	64,0	62,6	61,4
Autres	3,6	4,1	4,4	4,7	4,9	5,2	5,5	7,1	9,1	10,2
Total	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
Industriel										
Électricité	37,2	36,0	35,1	35,7	35,9	36,0	35,9	38,5	40,5	42,9
Pétrole	13,9	13,6	13,6	13,1	12,6	12,2	11,8	11,3	10,3	9,3
Gaz naturel	25,4	25,0	25,8	26,2	26,4	26,5	26,4	27,3	27,8	28,5
Charbon, coke et gaz de cokéfaction	5,9	5,5	5,5	5,5	5,4	5,3	5,3	5,2	5,0	4,9
Vapeur	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Déchets de bois	16,4	18,7	18,8	18,3	18,4	18,6	19,0	16,0	14,4	12,4
Autres	1,2	1,2	1,2	1,3	1,4	1,5	1,5	1,7	1,9	2,1
Total	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
Utilisation finale globale										
Électricité	19,7	19,8	20,4	20,7	20,9	21,1	21,3	22,9	23,7	24,8
Pétrole	44,0	43,0	41,9	41,0	40,4	40,0	39,6	38,1	37,4	36,5
Gaz naturel	29,6	30,1	30,3	30,8	31,0	31,0	31,0	30,6	30,3	30,1
Charbon, coke et gaz de cokéfaction	1,2	1,2	1,2	1,3	1,3	1,3	1,3	1,4	1,4	1,5
Vapeur	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Bois	1,4	1,4	1,4	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3
Déchets de bois	2,6	3,0	3,1	3,2	3,3	3,4	3,5	3,3	3,1	2,8
Autres	1,4	1,4	1,4	1,5	1,5	1,6	1,7	2,1	2,6	2,8
Total	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0

(Pourcentage)

Saskatchewan

Scénario de prix bas

	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1995	2000	2005
Résidentiel										
Électricité	18,4	17,9	19,1	19,0	18,8	18,7	18,8	19,4	20,8	22,1
Pétrole	26,9	26,6	25,7	25,1	24,6	24,4	24,1	23,8	23,1	22,9
Gaz naturel	49,7	50,2	49,8	50,5	51,2	51,5	51,8	51,6	51,0	50,1
Bois	2,2	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,0	2,0	1,9	1,8
Autres	2,8	3,2	3,3	3,3	3,3	3,3	3,4	3,3	3,2	3,2
Total	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
Commercial										
Électricité	28,8	28,3	27,7	26,4	25,1	24,3	23,7	22,6	22,3	22,5
Pétrole	5,0	4,0	4,0	3,4	3,3	3,1	3,0	2,5	2,0	1,6
Gaz naturel	63,4	64,9	65,6	67,4	68,8	69,8	70,5	72,0	72,7	72,9
Autres	2,7	2,7	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,9	3,0	3,0
Total	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
Industriel										
Électricité	16,6	16,0	16,5	16,4	16,3	16,5	16,7	17,9	18,4	18,7
Pétrole	13,2	11,9	12,2	11,5	10,8	10,4	10,2	9,2	8,4	8,0
Gaz naturel	51,2	52,5	52,2	53,5	54,7	55,6	56,2	57,0	59,0	60,7
Charbon, coke et gaz de cokéfaction	5,4	5,8	5,7	5,6	5,5	5,5	5,4	4,8	4,2	3,6
Vapeur	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Déchets de bois	12,1	12,4	12,0	11,5	11,2	10,5	10,1	9,8	8,6	7,5
Autres	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,5	1,5	1,4	1,4	1,4
Total	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
Utilisation finale globale										
Électricité	12,8	12,5	13,0	13,0	12,9	13,0	13,1	13,7	14,3	14,8
Pétrole	45,8	45,0	44,2	42,8	41,8	40,6	39,5	38,2	36,8	36,3
Gaz naturel	34,5	35,3	35,6	36,9	38,1	39,2	40,1	41,1	42,3	43,0
Charbon, coke et gaz de cokéfaction	1,5	1,6	1,6	1,7	1,7	1,7	1,7	1,6	1,4	1,2
Vapeur	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Bois	0,6	0,6	0,6	0,6	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,4
Déchets de bois	3,2	3,3	3,3	3,2	3,2	3,2	3,1	3,1	2,8	2,5
Autres	1,6	1,7	1,7	1,8	1,8	1,8	1,9	1,9	1,8	1,8
Total	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0

Tableau A3-7 (suite)
Répartition de la demande d'énergie finale par combustible et secteur - Canada et régions

(Pourcentage)

Saskatchewan

Scénario de prix élevé

	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1995	2000	2005
Résidentiel										
Électricité	18,4	17,9	19,3	19,5	19,7	20,0	20,5	23,0	24,6	25,6
Pétrole	26,9	26,6	25,2	24,5	23,8	23,3	22,8	21,3	20,2	19,8
Gaz naturel	49,7	50,2	50,1	50,6	51,1	51,2	51,3	50,2	49,8	49,2
Bois	2,2	2,1	2,2	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1
Autres	2,8	3,2	3,3	3,3	3,4	3,4	3,4	3,4	3,3	3,3
Total	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
Commercial										
Électricité	28,8	28,3	27,8	26,8	26,0	25,5	25,1	24,7	24,9	25,2
Pétrole	5,0	4,0	3,8	3,4	3,3	3,1	3,0	2,5	2,0	1,6
Gaz naturel	63,4	64,9	65,6	67,0	68,0	68,5	69,1	69,8	70,1	70,1
Autres	2,7	2,7	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,9	3,0	3,0
Total	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
Industriel										
Électricité	16,6	16,0	16,5	16,7	17,0	17,4	17,9	19,9	21,1	21,6
Pétrole	13,2	11,9	11,8	11,4	11,0	10,8	10,7	10,2	8,8	8,0
Gaz naturel	51,2	52,5	52,6	53,3	53,8	54,2	54,3	53,6	55,4	57,3
Charbon, coke et gaz de cokéfaction	5,4	5,8	5,7	5,6	5,5	5,5	5,4	4,8	4,2	3,6
Vapeur	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Déchets de bois	12,1	12,4	12,0	11,6	11,3	10,7	10,2	10,1	9,0	8,1
Autres	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,5	1,5	1,4	1,4	1,4
Total	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
Utilisation finale globale										
Électricité	12,8	12,5	13,1	13,2	13,4	13,7	14,0	15,5	16,5	17,1
Pétrole	45,8	45,0	43,8	42,7	41,7	40,6	39,6	38,0	36,0	35,0
Gaz naturel	34,5	35,3	35,9	36,8	37,6	38,4	39,0	39,2	40,5	41,4
Charbon, coke et gaz de cokéfaction	1,5	1,6	1,6	1,7	1,7	1,7	1,8	1,6	1,5	1,3
Vapeur	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Bois	0,6	0,6	0,6	0,6	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
Déchets de bois	3,2	3,3	3,3	3,3	3,3	3,2	3,2	3,2	3,0	2,8
Autres	1,6	1,7	1,8	1,8	1,8	1,9	1,9	2,0	2,0	2,0
Total	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0

(Pourcentage)

Alberta

Scénario de prix bas

	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1995	2000	2005
Résidentiel										
Électricité	12,2	12,3	12,5	12,7	12,8	13,0	13,2	14,0	14,6	14,8
Pétrole	8,9	8,5	7,9	7,7	7,7	7,7	7,7	8,5	8,9	9,3
Gaz naturel	72,5	73,0	73,4	73,5	73,5	73,4	73,2	71,8	70,7	70,2
Bois	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
Autres	5,8	5,6	5,6	5,5	5,4	5,4	5,3	5,3	5,3	5,3
Total	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
Commercial										
Électricité	24,7	23,3	23,3	23,2	23,2	23,2	23,3	24,0	24,3	24,3
Pétrole	3,5	3,0	2,9	2,7	2,5	2,3	2,1	1,3	0,6	0,5
Gaz naturel	68,1	70,7	70,9	71,1	71,4	71,5	71,5	71,3	71,6	71,7
Autres	3,7	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,3	3,5	3,5
Total	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
Industriel										
Électricité	28,5	28,5	28,9	28,4	28,2	28,2	28,5	28,6	27,7	26,2
Pétrole	16,1	14,3	14,1	13,9	13,7	13,6	13,4	12,9	12,1	11,4
Gaz naturel	45,5	47,9	47,3	47,7	48,0	48,1	47,9	46,8	48,2	50,5
Charbon, coke et gaz de cokéfaction	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	3,3	4,0	4,7
Vapeur	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Déchets de bois	7,7	7,1	7,5	7,7	7,8	7,9	7,9	6,4	5,9	5,0
Autres	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,1	2,1	2,1
Total	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
Utilisation finale globale										
Électricité	9,8	9,7	9,6	9,4	9,4	9,4	9,5	10,4	10,5	10,8
Pétrole	30,8	30,1	29,9	29,6	29,5	29,4	29,2	27,9	27,1	27,0
Gaz naturel	51,0	50,7	50,6	50,9	51,0	51,1	51,2	50,1	49,4	49,9
Charbon, coke et gaz de cokéfaction	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,7	0,9	1,0
Vapeur	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Bois	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Déchets de bois	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,1	1,0
Autres	6,9	8,1	8,4	8,7	8,6	8,6	8,6	9,6	10,9	10,3
Total	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0

Tableau A3-7 (suite)
Répartition de la demande d'énergie finale par combustible et secteur - Canada et régions

(Pourcentage)

Alberta

Scénario de prix élevé

	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1995	2000	2005
Résidentiel										
Électricité	12,2	12,3	12,5	12,8	13,1	13,4	13,7	15,0	15,7	16,0
Pétrole	8,9	8,5	7,9	7,5	7,4	7,4	7,4	7,8	8,3	8,5
Gaz naturel	72,5	73,0	73,5	73,6	73,5	73,3	73,1	71,4	70,2	69,6
Bois	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
Autres	5,8	5,6	5,6	5,5	5,5	5,4	5,3	5,4	5,4	5,4
Total	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
Commercial										
Électricité	24,7	23,3	23,3	23,5	23,7	24,0	24,4	26,2	26,9	27,0
Pétrole	3,5	3,0	2,9	2,7	2,5	2,3	2,1	1,4	0,6	0,5
Gaz naturel	68,1	70,7	70,9	70,8	70,8	70,7	70,5	69,2	68,9	68,9
Autres	3,7	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,3	3,6	3,6
Total	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
Industriel										
Électricité	28,5	28,5	29,0	29,0	29,1	29,5	30,1	31,1	30,5	29,2
Pétrole	16,1	14,3	14,2	14,0	13,9	13,7	13,6	13,1	12,3	11,6
Gaz naturel	45,5	47,9	47,5	47,6	47,7	47,5	47,2	45,0	46,1	48,1
Charbon, coke et gaz de cokéfaction	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	3,3	4,0	4,7
Vapeur	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Déchets de bois	7,7	7,1	7,1	7,1	7,1	7,0	6,9	5,5	5,0	4,3
Autres	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,1	2,1	2,1	2,1	2,2
Total	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
Utilisation finale globale										
Électricité	9,8	9,7	9,8	9,8	9,9	10,1	10,4	11,8	12,2	12,5
Pétrole	30,8	30,1	29,8	29,3	29,2	29,0	28,8	27,3	26,3	26,0
Gaz naturel	51,0	50,7	50,6	50,9	50,9	50,8	50,8	49,3	48,5	49,0
Charbon, coke et gaz de cokéfaction	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,8	1,0	1,2
Vapeur	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Bois	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Déchets de bois	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,1	1,1	1,0
Autres	6,9	8,1	8,4	8,6	8,6	8,6	8,6	9,6	10,9	10,3
Total	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0

Tableau A3-7 (suite)
Répartition de la demande d'énergie finale par combustible et secteur - Canada et régions

(Pourcentage)

Colombie-Britannique et Territoires

Scénario de prix bas

	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1995	2000	2005
Résidentiel										
Électricité	32,0	32,9	34,2	33,9	33,5	33,3	33,5	34,1	34,5	35,1
Pétrole	14,0	12,0	11,0	10,3	9,9	9,5	9,2	7,7	7,0	5,9
Gaz naturel	41,2	42,1	41,8	43,0	44,0	44,8	45,1	45,8	46,2	46,6
Bois	10,5	10,6	10,5	10,3	10,2	10,0	9,9	9,9	9,8	9,6
Autres	2,3	2,5	2,5	2,4	2,4	2,3	2,3	2,4	2,5	2,6
Total	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
Commercial										
Électricité	33,1	33,9	35,0	34,9	34,8	34,9	35,0	36,9	38,8	39,9
Pétrole	18,7	16,9	17,2	17,6	17,9	18,1	18,1	15,2	11,2	8,7
Gaz naturel	45,4	46,4	44,8	44,5	44,1	43,8	43,5	43,8	45,3	46,0
Autres	2,8	2,8	2,9	3,0	3,1	3,3	3,4	4,0	4,7	5,4
Total	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
Industriel										
Électricité	21,2	20,6	21,1	20,7	21,0	21,1	21,3	21,1	21,6	21,9
Pétrole	15,5	14,4	14,5	14,4	13,9	13,4	13,0	11,6	11,3	11,0
Gaz naturel	16,2	14,9	15,4	15,7	16,4	16,9	17,3	18,4	20,9	23,9
Charbon, coke et gaz de cokéfaction	0,9	1,4	1,6	1,7	1,9	2,0	2,2	2,9	2,8	2,7
Vapeur	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Déchets de bois	45,9	48,5	47,2	47,2	46,4	46,1	45,8	45,4	42,6	39,6
Autres	0,3	0,3	0,3	0,4	0,4	0,4	0,5	0,6	0,8	0,8
Total	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
Utilisation finale globale										
Électricité	18,1	18,2	18,7	18,4	18,5	18,6	18,8	19,0	19,5	19,9
Pétrole	37,4	35,2	34,8	34,4	34,1	33,6	33,3	31,9	31,0	30,4
Gaz naturel	20,6	20,8	20,7	21,4	22,0	22,3	22,6	23,6	25,4	26,8
Charbon, coke et gaz de cokéfaction	0,4	0,6	0,7	0,8	0,9	1,0	1,0	1,4	1,3	1,3
Vapeur	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Bois	1,6	1,6	1,5	1,5	1,4	1,4	1,4	1,4	1,3	1,2
Déchets de bois	20,9	22,6	22,4	22,4	22,0	21,9	21,7	21,3	19,9	18,6
Autres	1,0	1,1	1,1	1,1	1,1	1,2	1,2	1,4	1,6	1,7
Total	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0

Tableau A3-7 (suite)
Répartition de la demande d'énergie finale par combustible et secteur - Canada et régions

(Pourcentage)

Colombie-Britannique et Territoires

Scénario de prix élevé

	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1995	2000	2005
Résidentiel										
Électricité	32,0	32,9	34,3	34,3	34,2	34,3	34,6	36,3	36,9	37,2
Pétrole	14,0	12,0	10,6	9,7	9,1	8,5	7,8	4,9	3,4	3,3
Gaz naturel	41,2	42,1	41,9	42,9	43,6	44,2	44,6	45,6	46,3	46,1
Bois	10,5	10,6	10,7	10,7	10,7	10,7	10,7	10,7	10,8	10,8
Autres	2,3	2,5	2,5	2,4	2,4	2,4	2,3	2,4	2,6	2,7
Total	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
Commercial										
Électricité	33,1	33,9	35,1	35,2	35,4	35,7	36,1	39,2	41,8	43,1
Pétrole	18,7	16,9	17,0	17,4	17,6	17,8	17,8	14,6	10,4	7,8
Gaz naturel	45,4	46,4	44,9	44,3	43,8	43,3	42,7	42,0	43,0	43,6
Autres	2,8	2,8	2,9	3,0	3,1	3,3	3,4	4,1	4,8	5,4
Total	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
Industriel										
Électricité	21,2	20,6	21,0	20,4	20,7	20,8	20,9	20,7	20,9	21,0
Pétrole	15,5	14,4	14,2	14,1	13,5	12,9	12,5	11,0	10,4	10,0
Gaz naturel	16,2	14,9	15,4	15,4	15,9	16,1	16,2	16,6	18,4	20,8
Charbon, coke et gaz de cokéfaction	0,9	1,4	1,6	1,7	1,8	2,0	2,1	2,8	2,7	2,6
Vapeur	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Déchets de bois	45,9	48,5	47,5	48,0	47,7	47,8	47,8	48,4	46,8	44,9
Autres	0,3	0,3	0,3	0,4	0,4	0,4	0,4	0,6	0,7	0,8
Total	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
Utilisation finale globale										
Électricité	18,1	18,2	18,7	18,4	18,5	18,7	18,8	19,4	19,9	20,3
Pétrole	37,4	35,2	34,5	34,1	33,6	33,1	32,7	30,7	29,2	28,4
Gaz naturel	20,6	20,8	20,8	21,3	21,7	21,9	22,1	22,8	24,6	25,7
Charbon, coke et gaz de cokéfaction	0,4	0,6	0,7	0,8	0,9	0,9	1,0	1,3	1,2	1,2
Vapeur	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Bois	1,6	1,6	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,4
Déchets de bois	20,9	22,6	22,5	22,7	22,6	22,6	22,6	22,8	21,9	21,1
Autres	1,0	1,1	1,1	1,1	1,2	1,2	1,3	1,5	1,7	1,9
Total	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0

Tableau A3-8
Prix de détail réels moyens par région et secteur

($1986 / Gigajoule ajusté pour l'efficacité)

Provinces de l'Atlantiques

Scénario de prix bas

	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1995	2000	2005
Résidentiel										
Carburant léger	15,49	15,82	11,13	11,11	11,03	11,39	11,73	12,19	12,09	12,09
Électricité	15,52	15,76	16,04	16,19	16,31	16,31	16,31	16,31	16,31	16,31
Gaz naturel	15,53	14,50	14,01	12,42	12,37	12,69	13,00	13,46	13,39	13,39
Commercial										
Carburant léger	12,19	12,49	8,14	8,12	8,05	8,38	8,69	9,12	9,03	9,04
Mazout lourd	10,16	10,54	5,68	5,66	5,46	5,69	5,96	6,42	6,32	6,33
Électricité	22,59	21,26	21,64	21,85	22,02	22,02	22,02	22,02	22,02	22,02
Gaz naturel	21,06	20,30	19,83	18,31	18,26	18,57	18,86	19,30	19,23	19,24
Industriel										
Mazout lourd	6,90	7,05	3,88	3,86	3,72	3,88	4,05	4,28	4,13	4,17
Électricité	14,05	12,83	13,35	13,43	13,52	13,52	13,49	13,24	12,96	13,09
Gaz naturel	S.O.	S.O.	S.O.	S.O.	S.O.	S.O.	S.O.	S.O.	S.O.	S.O.

Scénario de prix élevé

	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1995	2000	2005
Résidentiel										
Carburant léger	15,49	15,82	11,85	12,11	12,32	12,92	13,54	14,77	14,62	14,63
Électricité	15,52	15,76	16,07	16,19	16,27	16,27	16,27	16,27	16,27	16,27
Gaz naturel	15,53	14,50	14,17	13,38	13,59	14,16	14,74	15,93	15,81	15,82
Commercial										
Carburant léger	12,19	12,49	8,79	9,04	9,24	9,79	10,37	11,51	11,37	11,38
Mazout lourd	10,16	10,54	6,39	6,66	6,73	7,18	7,72	8,92	8,78	8,79
Électricité	22,59	21,26	21,69	21,85	21,96	21,96	21,96	21,96	21,96	21,96
Gaz naturel	21,06	20,30	20,02	19,26	19,47	20,01	20,56	21,70	21,58	21,60
Industriel										
Mazout lourd	6,90	7,05	4,37	4,55	4,59	4,89	5,21	5,92	5,84	5,93
Électricité	14,05	12,83	13,38	13,48	13,50	13,47	13,36	13,14	13,18	13,37
Gaz naturel	S.O.	S.O.	S.O.	S.O.	S.O.	S.O.	S.O.	S.O.	S.O.	S.O.

Nota: Les prix des mazouts et du gaz naturel ont été redressés en fonction des rendements au bec du brûleur.

Dans le rapport de septembre 1984, le prix de l'électricité pour chacun des secteurs était calculé comme étant le ratio du revenu sur la consommation d'électricité, résultant en un prix moyen pour l'électricité par secteur. Dans le présent rapport, le prix dans le secteur résidentiel est représenté par la valeur moyenne, au tarif résidentiel, de la consommation du deuxième au cinquième 1000 KW.h.. Par ailleurs, les prix de l'électricité dans les secteurs commercial et industriel sont dérivés des frais d'énergie et de capacité qui s'appliquent à une consommation mensuelle représentative pour chacun des secteurs.

S.O. - Sans objet

Tableau A3-8 (suite)
Prix de détail réels moyens par région et secteur

($1986 / Gigajoule ajusté pour l'efficacité)

Québec

Scénario de prix bas

	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1995	2000	2005
Résidentiel										
Carburant léger	15,69	15,92	11,72	11,71	11,64	12,04	12,42	12,99	12,90	12,91
Électricité	11,75	11,52	11,84	11,84	11,84	11,84	11,84	11,84	11,84	11,84
Gaz naturel	10,90	10,52	10,91	9,10	9,04	9,39	9,73	10,23	10,15	10,16
Commercial										
Carburant léger	12,35	12,56	8,46	8,45	8,38	8,76	9,11	9,64	9,56	9,57
Mazout lourd	9,82	9,99	4,92	4,90	4,84	5,20	5,55	6,06	5,98	5,99
Électricité	13,96	14,19	14,58	14,58	14,58	14,58	14,58	14,58	14,58	14,58
Gaz naturel	9,22	8,77	9,04	7,31	7,25	7,59	7,91	8,39	8,32	8,32
Industriel										
Mazout lourd	6,53	6,90	3,36	3,34	3,29	3,55	3,82	4,15	4,12	4,27
Électricité	8,83	8,28	8,42	8,39	8,37	8,40	8,47	8,43	8,47	8,77
Gaz naturel	5,94	5,52	5,08	3,80	3,74	4,01	4,28	4,61	4,58	4,74

Scénario de prix élevé

	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1995	2000	2005
Résidentiel										
Carburant léger	15,69	15,92	12,53	12,85	13,12	13,81	14,53	15,99	15,84	15,86
Électricité	11,75	11,52	11,84	11,84	11,84	11,84	11,84	11,84	11,84	11,84
Gaz naturel	10,90	10,52	11,06	10,12	10,35	10,97	11,60	12,90	12,77	12,78
Commercial										
Carburant léger	12,35	12,56	9,20	9,49	9,74	10,39	11,06	12,41	12,27	12,29
Mazout lourd	9,82	9,99	5,62	5,90	6,14	6,77	7,42	8,73	8,60	8,61
Électricité	13,96	14,19	14,58	14,58	14,58	14,58	14,58	14,58	14,58	14,58
Gaz naturel	9,22	8,77	9,17	8,27	8,50	9,09	9,69	10,93	10,80	10,82
Industriel										
Mazout lourd	6,53	6,90	3,84	4,03	4,17	4,60	5,06	5,90	5,87	6,08
Électricité	8,83	8,28	8,42	8,41	8,36	8,37	8,40	8,32	8,41	8,69
Gaz naturel	5,94	5,52	5,17	4,50	4,64	5,08	5,53	6,39	6,36	6,58

Nota: Les prix des mazouts et du gaz naturel ont été redressés en fonction des rendements au bec du brûleur.

Dans le rapport de septembre 1984, le prix de l'électricité pour chacun des secteurs était calculé comme étant le ratio du revenu sur la consommation d'électricité, résultant en un prix moyen pour l'électricité par secteur. Dans le présent rapport, le prix dans le secteur résidentiel est représenté par la valeur moyenne, au tarif résidentiel, de la consommation du deuxième au cinquième 1000 KW.h.. Par ailleurs, les prix de l'électricité dans les secteurs commercial et industriel sont dérivés des frais d'énergie et de capacité qui s'appliquent à une consommation mensuelle représentative pour chacun des secteurs.

($1986 / Gigajoule ajusté pour l'efficacité)

Ontario

Scénario de prix bas

	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1995	2000	2005
Résidentiel										
Carburant léger	15,20	15,45	10,25	10,24	10,17	10,54	10,90	11,42	11,34	11,34
Électricité	12,43	12,79	12,97	12,97	12,97	12,97	12,97	12,97	12,97	12,97
Gaz naturel	9,49	9,19	8,68	6,99	6,93	7,26	7,57	8,03	7,95	7,96
Commercial										
Carburant léger	11,96	12,20	7,37	7,35	7,29	7,64	7,97	8,45	8,37	8,38
Mazout lourd	9,54	9,99	4,88	4,86	4,80	5,16	5,51	6,02	5,94	5,95
Électricité	14,37	14,87	15,08	15,08	15,08	15,08	15,08	15,08	15,08	15,08
Gaz naturel	7,63	7,31	6,82	5,21	5,16	5,47	5,76	6,20	6,13	6,14
Industriel										
Mazout lourd	6,84	6,90	3,33	3,31	3,26	3,52	3,79	4,12	4,11	4,29
Électricité	8,09	8,41	8,44	8,41	8,39	8,42	8,49	8,45	8,53	8,90
Gaz naturel	5,47	5,04	4,60	3,30	3,25	3,51	3,78	4,11	4,09	4,27

Scénario de prix élevé

	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1995	2000	2005
Résidentiel										
Carburant léger	15,20	15,45	10,99	11,28	11,53	12,17	12,83	14,16	14,03	14,04
Électricité	12,43	12,79	12,97	12,97	12,97	12,97	12,97	12,97	12,97	12,97
Gaz naturel	9,49	9,19	8,81	7,91	8,13	8,70	9,27	10,47	10,34	10,36
Commercial										
Carburant léger	11,96	12,20	8,04	8,31	8,54	9,13	9,74	10,98	10,86	10,88
Mazout lourd	9,54	9,99	5,57	5,86	6,10	6,73	7,37	8,69	8,56	8,57
Électricité	14,37	14,87	15,08	15,08	15,08	15,08	15,08	15,08	15,08	15,08
Gaz naturel	7,63	7,31	6,94	6,09	6,29	6,83	7,39	8,53	8,41	8,42
Industriel										
Mazout lourd	6,84	6,90	3,81	4,00	4,14	4,57	5,03	5,88	5,86	6,09
Électricité	8,09	8,41	8,44	8,43	8,37	8,39	8,41	8,35	8,45	8,76
Gaz naturel	5,47	5,04	4,69	4,00	4,14	4,58	5,03	5,89	5,87	6,10

Nota: Les prix des mazouts et du gaz naturel ont été redressés en fonction des rendements au bec du brûleur.

Dans le rapport de septembre 1984, le prix de l'électricité pour chacun des secteurs était calculé comme étant le ratio du revenu sur la consommation d'électricité, résultant en un prix moyen pour l'électricité par secteur. Dans le présent rapport, le prix dans le secteur résidentiel est représenté par la valeur moyenne, au tarif résidentiel, de la consommation du deuxième au cinquième 1000 KW.h.. Par ailleurs, les prix de l'électricité dans les secteurs commercial et industriel sont dérivés des frais d'énergie et de capacité qui s'appliquent à une consommation mensuelle représentative pour chacun des secteurs.

Tableau A3-8 (suite)
Prix de détail réels moyens par région et secteur

($1986 / Gigajoule ajusté pour l'efficacité)

Manitoba

Scénario de prix bas

	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1995	2000	2005
Résidentiel										
Carburant léger	15,47	15,70	10,54	10,52	10,45	10,82	11,18	11,70	11,62	11,62
Électricité	9,08	9,25	9,27	9,51	9,69	9,78	9,83	10,03	10,03	10,03
Gaz naturel	7,80	7,56	7,04	5,28	5,22	5,55	5,86	6,32	6,25	6,25
Commercial										
Carburant léger	12,40	12,61	7,82	7,81	7,75	8,09	8,42	8,90	8,83	8,83
Mazout lourd	10,13	10,17	4,93	4,91	4,84	5,22	5,59	6,12	6,04	6,05
Électricité	13,58	13,02	13,05	13,38	13,63	13,77	13,84	14,12	14,12	14,12
Gaz naturel	6,67	6,36	5,86	4,17	4,12	4,43	4,73	5,17	5,10	5,10
Industriel										
Mazout lourd	7,17	6,83	3,37	3,36	3,32	3,58	3,83	4,11	4,03	4,10
Électricité	7,80	7,06	7,20	7,39	7,53	7,61	7,66	7,66	7,61	7,74
Gaz naturel	4,62	4,12	3,80	2,45	2,41	2,66	2,90	3,19	3,11	3,17

Scénario de prix élevé

	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1995	2000	2005
Résidentiel										
Carburant léger	15,47	15,70	11,28	11,57	11,81	12,45	13,11	14,44	14,31	14,33
Électricité	9,08	9,25	9,27	9,43	9,52	9,51	9,50	9,56	9,56	9,56
Gaz naturel	7,80	7,56	7,16	6,20	6,41	6,98	7,56	8,75	8,63	8,64
Commercial										
Carburant léger	12,40	12,61	8,50	8,77	8,99	9,59	10,20	11,44	11,32	11,33
Mazout lourd	10,13	10,17	5,65	5,95	6,20	6,86	7,54	8,91	8,77	8,79
Électricité	13,58	13,02	13,05	13,27	13,39	13,38	13,36	13,46	13,46	13,46
Gaz naturel	6,67	6,36	5,97	5,05	5,25	5,79	6,35	7,49	7,37	7,38
Industriel										
Mazout lourd	7,17	6,83	3,87	4,07	4,22	4,65	5,09	5,86	5,80	5,96
Électricité	7,80	7,06	7,20	7,33	7,36	7,33	7,28	7,15	7,19	7,37
Gaz naturel	4,62	4,12	3,88	3,14	3,29	3,71	4,13	4,90	4,84	4,97

Nota: Les prix des mazouts et du gaz naturel ont été redressés en fonction des rendements au bec du brûleur.

Dans le rapport de septembre 1984, le prix de l'électricité pour chacun des secteurs était calculé comme étant le ratio du revenu sur la consommation d'électricité, résultant en un prix moyen pour l'électricité par secteur. Dans le présent rapport, le prix dans le secteur résidentiel est représenté par la valeur moyenne, au tarif résidentiel, de la consommation du deuxième au cinquième 1000 KW.h.. Par ailleurs, les prix de l'électricité dans les secteurs commercial et industriel sont dérivés des frais d'énergie et de capacité qui s'appliquent à une consommation mensuelle représentative pour chacun des secteurs.

($1986 / Gigajoule ajusté pour l'efficacité)

Saskatchewan

Scénario de prix bas

	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1995	2000	2005
Résidentiel										
Carburant léger	15,06	15,31	10,12	10,10	10,04	10,41	10,76	11,28	11,20	11,21
Électricité	12,71	13,75	14,41	15,13	15,78	15,78	15,78	15,78	15,78	15,78
Gaz naturel	6,21	6,11	5,58	3,80	3,74	4,07	4,38	4,84	4,77	4,77
Commercial										
Carburant léger	13,20	13,44	8,61	8,59	8,54	8,88	9,21	9,69	9,62	9,62
Mazout lourd	10,78	12,46	5,94	5,92	5,83	6,30	6,74	7,40	7,30	7,31
Électricité	21,80	23,62	24,76	26,00	27,12	27,12	27,12	27,12	27,12	27,12
Gaz naturel	5,23	5,05	4,54	2,84	2,79	3,09	3,39	3,83	3,76	3,77
Industriel										
Mazout lourd	7,54	7,37	4,06	4,20	4,23	4,45	4,64	4,77	4,51	4,36
Électricité	11,76	12,19	14,77	16,12	17,16	16,72	16,26	15,25	14,63	14,10
Gaz naturel	3,47	3,16	3,25	1,96	1,96	2,17	2,35	2,53	2,38	2,30

Scénario de prix élevé

	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1995	2000	2005
Résidentiel										
Carburant léger	15,06	15,31	10,86	11,15	11,39	12,03	12,69	14,03	13,89	13,91
Électricité	12,71	13,75	14,41	15,01	15,50	15,50	15,50	15,50	15,50	15,50
Gaz naturel	6,21	6,11	5,70	4,71	4,93	5,49	6,07	7,26	7,14	7,15
Commercial										
Carburant léger	13,20	13,44	9,29	9,56	9,79	10,38	10,99	12,23	12,11	12,12
Mazout lourd	10,78	12,46	6,82	7,19	7,50	8,30	9,13	10,80	10,64	10,66
Électricité	21,80	23,62	24,93	25,97	26,83	26,83	26,83	26,83	26,83	26,83
Gaz naturel	5,23	5,05	4,65	3,70	3,91	4,45	5,00	6,14	6,02	6,04
Industriel										
Mazout lourd	7,54	7,37	4,67	5,01	5,23	5,59	5,96	6,44	6,32	6,31
Électricité	11,76	12,19	14,77	15,67	16,20	15,65	15,17	13,85	13,81	13,75
Gaz naturel	3,47	3,16	3,33	2,63	2,80	3,13	3,46	3,95	3,86	3,85

Nota: Les prix des mazouts et du gaz naturel ont été redressés en fonction des rendements au bec du brûleur.

Dans le rapport de septembre 1984, le prix de l'électricité pour chacun des secteurs était calculé comme étant le ratio du revenu sur la consommation d'électricité, résultant en un prix moyen pour l'électricité par secteur. Dans le présent rapport, le prix dans le secteur résidentiel est représenté par la valeur moyenne, au tarif résidentiel, de la consommation du deuxième au cinquième 1000 KW.h.. Par ailleurs, les prix de l'électricité dans les secteurs commercial et industriel sont dérivés des frais d'énergie et de capacité qui s'appliquent à une consommation mensuelle représentative pour chacun des secteurs.

Tableau A3-8 (suite)
Prix de détail réels moyens par région et secteur

($1986 / Gigajoule ajusté pour l'efficacité)

Alberta

Scénario de prix bas

	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1995	2000	2005
Résidentiel										
Carburant léger	13,91	14,26	9,10	9,08	9,01	9,38	9,74	10,26	10,18	10,18
Électricité	12,82	12,94	13,31	13,31	13,31	13,31	13,31	13,31	13,31	13,31
Gaz naturel	5,58	5,61	5,40	4,86	4,80	5,13	5,44	5,90	5,83	5,83
Commercial										
Carburant léger	12,11	12,44	7,64	7,63	7,57	7,91	8,24	8,72	8,65	8,65
Mazout lourd	9,15	11,49	5,46	5,43	5,36	5,79	6,21	6,82	6,72	6,73
Électricité	15,63	16,15	16,61	16,61	16,61	16,61	16,61	16,61	16,61	16,61
Gaz naturel	4,10	4,10	3,89	3,37	3,32	3,63	3,93	4,37	4,30	4,30
Industriel										
Mazout lourd	6,21	6,58	3,73	3,94	3,95	4,12	4,17	4,33	4,11	4,08
Électricité	8,21	8,52	10,45	11,07	11,26	10,87	10,27	9,70	9,34	9,27
Gaz naturel	2,04	2,16	2,41	2,12	2,11	2,29	2,40	2,59	2,45	2,43

Scénario de prix élevé

	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1995	2000	2005
Résidentiel										
Carburant léger	13,91	14,26	9,83	10,12	10,36	11,00	11,66	13,00	12,86	12,88
Électricité	12,82	12,94	13,33	13,33	13,33	13,33	13,33	13,33	13,33	13,33
Gaz naturel	5,58	5,61	5,48	5,78	5,99	6,56	7,14	8,33	8,20	8,22
Commercial										
Carburant léger	12,11	12,44	8,32	8,59	8,82	9,41	10,02	11,26	11,14	11,15
Mazout lourd	9,15	11,49	6,28	6,62	6,91	7,65	8,42	9,98	9,83	9,85
Électricité	15,63	16,15	16,63	16,63	16,63	16,63	16,63	16,63	16,63	16,63
Gaz naturel	4,10	4,10	3,96	4,24	4,45	4,99	5,54	6,68	6,56	6,58
Industriel										
Mazout lourd	6,21	6,58	4,30	4,67	4,81	5,11	5,28	5,87	5,73	5,85
Électricité	8,21	8,52	10,47	10,79	10,67	10,22	9,60	9,00	8,93	9,10
Gaz naturel	2,04	2,16	2,47	2,77	2,91	3,21	3,42	3,99	3,88	3,96

Nota: Les prix des mazouts et du gaz naturel ont été redressés en fonction des rendements au bec du brûleur.

Dans le rapport de septembre 1984, le prix de l'électricité pour chacun des secteurs était calculé comme étant le ratio du revenu sur la consommation d'électricité, résultant en un prix moyen pour l'électricité par secteur. Dans le présent rapport, le prix dans le secteur résidentiel est représenté par la valeur moyenne, au tarif résidentiel, de la consommation du deuxième au cinquième 1000 KW.h.. Par ailleurs, les prix de l'électricité dans les secteurs commercial et industriel sont dérivés des frais d'énergie et de capacité qui s'appliquent à une consommation mensuelle représentative pour chacun des secteurs.

($1986 / Gigajoule ajusté pour l'efficacité)

Colombie-Britannique et Territoires

Scénario de prix bas

	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1995	2000	2005
Résidentiel										
Carburant léger	14,90	15,15	9,86	9,84	9,78	10,15	10,50	11,02	10,94	10,95
Électricité	12,69	12,74	12,42	12,42	12,42	12,42	12,42	12,42	12,42	12,42
Gaz naturel	7,39	7,27	6,49	5,75	5,70	5,99	6,27	6,67	6,61	6,62
Commercial										
Carburant léger	11,72	11,95	7,05	7,03	6,97	7,31	7,64	8,13	8,05	8,06
Mazout lourd	8,55	8,88	4,26	4,25	4,19	4,51	4,82	5,28	5,21	5,21
Électricité	15,91	16,57	16,15	16,15	16,15	16,15	16,15	16,15	16,15	16,15
Gaz naturel	6,57	6,55	5,81	5,10	5,05	5,33	5,59	5,98	5,92	5,93
Industriel										
Mazout lourd	5,60	5,90	2,91	2,91	2,89	3,11	3,32	3,54	3,44	3,43
Électricité	8,33	8,87	8,91	8,94	8,98	8,97	8,95	8,74	8,59	8,56
Gaz naturel	3,99	3,95	3,47	2,91	2,89	3,11	3,31	3,54	3,44	3,43

Scénario de prix élevé

	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1995	2000	2005
Résidentiel										
Carburant léger	14,90	15,15	10,60	10,89	11,13	11,77	12,43	13,76	13,63	13,65
Électricité	12,69	12,74	12,42	12,42	12,42	12,42	12,42	12,42	12,42	12,42
Gaz naturel	7,39	7,27	6,65	6,57	6,75	7,26	7,78	8,83	8,72	8,73
Commercial										
Carburant léger	11,72	11,95	7,72	7,99	8,21	8,81	9,42	10,66	10,54	10,55
Mazout lourd	8,55	8,88	4,88	5,13	5,35	5,90	6,48	7,65	7,53	7,55
Électricité	15,91	16,57	16,15	16,15	16,15	16,15	16,15	16,15	16,15	16,15
Gaz naturel	6,57	6,55	5,95	5,88	6,06	6,54	7,04	8,04	7,93	7,94
Industriel										
Mazout lourd	5,60	5,90	3,34	3,51	3,65	4,01	4,36	4,97	4,89	4,98
Électricité	8,33	8,87	8,91	8,92	8,90	8,85	8,76	8,46	8,45	8,59
Gaz naturel	3,99	3,95	3,58	3,52	3,66	4,02	4,37	4,98	4,90	4,99

Nota: Les prix des mazouts et du gaz naturel ont été redressés en fonction des rendements au bec du brûleur.

Dans le rapport de septembre 1984, le prix de l'électricité pour chacun des secteurs était calculé comme étant le ratio du revenu sur la consommation d'électricité, résultant en un prix moyen pour l'électricité par secteur. Dans le présent rapport, le prix dans le secteur résidentiel est représenté par la valeur moyenne, au tarif résidentiel, de la consommation du deuxième au cinquième 1000 KW.h.. Par ailleurs, les prix de l'électricité dans les secteurs commercial et industriel sont dérivés des frais d'énergie et de capacité qui s'appliquent à une consommation mensuelle représentative pour chacun des secteurs.

Annexe 4

Tableau A4-1
Moyennes des taux annuels de croissance de la demande d'électricité - Canada et les régions

(Pourcentage)

	1984-1990	1990-1995	1995-2000	2000-2005
Terre-Neuve				
Scénario de prix bas	2,3	1,2	1,7	3,8
Scénario de prix élevé	4,2	1,1	4,6	3,6
Nouveau-Brunswick				
Scénario de prix bas	3,7	3,6	3,6	3,6
Scénario de prix élevé	3,1	3,8	2,6	3,3
Nouvelle-Écosse				
Scénario de prix bas	2,6	3,4	3,7	3,6
Scénario de prix élevé	2,2	3,5	3,1	3,3
Ile-du-Prince-Édouard				
Scénario de prix bas	2,8	2,1	2,0	2,0
Scénario de prix élevé	3,0	2,2	2,2	1,6
Québec				
Scénario de prix bas	2,6	2,5	2,4	2,7
Scénario de prix élevé	2,2	2,5	2,3	2,5
Ontario				
Scénario de prix bas	3,4	2,6	2,5	3,0
Scénario de prix élevé	2,9	2,4	2,4	3,0
Manitoba				
Scénario de prix bas	3,2	3,2	2,5	2,7
Scénario de prix élevé	3,1	3,3	2,3	2,4
Saskatchewan				
Scénario de prix bas	2,5	1,8	3,2	2,9
Scénario de prix élevé	3,1	2,4	3,2	2,5
Alberta				
Scénario de prix bas	1,5	3,1	2,0	2,0
Scénario de prix élevé	3,1	4,1	2,4	2,0
Colombie-Britannique et Territoires				
Scénario de prix bas	2,9	1,1	2,3	2,4
Scénario de prix élevé	2,3	,8	1,9	1,8
Canada				
Scénario de prix bas	2,8	2,5	2,5	2,8
Scénario de prix élevé	2,6	2,4	2,4	2,6

Tableau A4-2
Données historiques - Demande globale d'électricité par secteur - Canada

Pétajoules

	1965	1966	1967	1968	1969	1970	1971	1972	1973	1974
Résidentiel	107,0	115,6	126,0	135,9	145,5	156,3	167,5	180,7	194,4	213,4
Commercial	85,9	96,9	104,0	114,6	130,1	143,0	156,0	186,7	205,0	223,2
Industriel	278,1	300,1	312,6	328,8	348,6	364,8	375,2	390,9	417,1	435,5
Transport	,0	,0	,0	,0	,0	,0	,0	,0	,0	,0
Usage propre	47,8	51,1	54,1	57,0	57,9	64,1	66,2	75,1	80,6	89,9
Total	518,8	563,7	596,7	636,4	682,2	728,2	764,8	833,3	897,2	961,9

	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984
Résidentiel	230,8	254,8	275,7	310,3	315,4	333,6	342,3	357,4	374,9	393,0
Commercial	234,1	257,7	263,3	250,5	265,6	261,3	270,5	278,6	290,0	298,6
Industriel	392,0	405,8	447,7	470,1	476,7	503,9	523,9	490,4	513,2	576,6
Transport	,0	,0	,0	1,8	1,6	1,9	2,5	2,6	2,9	2,6
Usage propre	100,2	106,8	92,6	107,0	103,7	114,9	107,3	113,9	112,9	119,3
Total	957,1	1025,0	1079,4	1139,7	1163,1	1215,6	1246,5	1242,9	1293,8	1390,2

Tableau A4-3
Demande globale d'électricité par secteur - Canada

Scénario de prix bas

	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1995	2000	2005
Gigawatt-heures										
Résidentiel	109175,2	114130,3	117784,0	120617,7	124443,7	128009,3	131210,2	145316,8	159035,7	172072,1
Commercial	82941,4	85718,5	89581,9	92710,8	95294,5	97569,6	99588,1	114492,1	132258,8	153401,7
Industriel	160170,5	169819,3	178661,3	182878,0	187527,2	183483,0	186485,8	212088,7	242093,2	287958,0
Transport	736,1	780,3	810,7	841,1	871,6	902,0	932,4	1084,6	1236,7	1388,9
Usage propre	33134,7	34828,5	36985,0	37867,6	38297,7	38175,2	38339,0	42636,6	47759,8	54022,6
Total	386157,9	405276,8	423823,0	434915,2	446434,6	448139,1	456555,5	515618,8	582384,2	668843,3
Pétajoules										
Résidentiel	393,0	410,9	424,0	434,2	448,0	460,8	472,4	523,1	572,5	619,5
Commercial	298,6	308,6	322,5	333,8	343,1	351,3	358,5	412,2	476,1	552,2
Industriel	576,6	611,3	643,2	658,4	675,1	660,5	671,3	763,5	871,5	1036,6
Transport	2,6	2,8	2,9	3,0	3,1	3,2	3,4	3,9	4,5	5,0
Usage propre	119,3	125,4	133,1	136,3	137,9	137,4	138,0	153,5	171,9	194,5
Total	1390,2	1459,0	1525,8	1565,7	1607,2	1613,3	1643,6	1856,2	2096,6	2407,8

Scénario de prix élevé

	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1995	2000	2005
Gigawatt-heures										
Résidentiel	109175,2	114130,3	117858,3	120738,9	124525,0	128174,7	131460,8	147171,1	162519,7	176601,8
Commercial	82941,4	85718,5	89525,7	92236,5	94438,5	96395,7	98132,2	111093,6	127763,7	145919,4
Industriel	160170,5	169819,3	178507,8	180591,0	184096,4	179473,9	182463,6	206759,6	233899,3	273786,8
Transport	736,1	780,3	921,8	1063,4	1204,9	1346,4	1488,0	2195,7	2903,4	3611,1
Usage propre	33134,7	34828,5	37004,5	37727,1	38069,4	37915,5	38085,1	42363,1	47299,8	52877,1
Total	386157,9	405276,8	423818,2	432356,9	442334,2	443306,2	451629,6	509583,1	574386,0	652796,1
Pétajoules										
Résidentiel	393,0	410,9	424,3	434,7	448,3	461,4	473,3	529,8	585,1	635,8
Commercial	298,6	308,6	322,3	332,1	340,0	347,0	353,3	399,9	459,9	525,3
Industriel	576,6	611,3	642,6	650,1	662,7	646,1	656,9	744,3	842,0	985,6
Transport	2,6	2,8	3,3	3,8	4,3	4,8	5,4	7,9	10,5	13,0
Usage propre	119,3	125,4	133,2	135,8	137,0	136,5	137,1	152,5	170,3	190,4
Total	1390,2	1459,0	1525,7	1556,5	1592,4	1595,9	1625,9	1834,5	2067,8	2350,1

Tableau A4-4
Capacité de production par type de combustible - Canada, provinces et territoires

Gigawatts	Canada									
	Scénario de prix bas									
Type de capacité	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1995	2000	2005
Vapeur de combustibles fossiles										
Charbon	16,1	16,8	16,9	16,9	17,5	18,0	19,1	20,4	23,7	28,7
Pétrole	3,7	3,6	3,6	3,6	3,6	3,1	2,8	2,9	4,6	4,6
Gaz	2,8	2,8	2,8	2,8	2,6	2,6	2,6	2,7	2,5	2,5
Combustibles multiples	,0	,0	,0	,0	,0	,0	,0	,0	,0	,0
Autres	2,3	2,4	2,4	2,4	2,4	2,5	2,5	2,6	2,7	2,7
Autres combustibles fossiles										
Turbines à gaz	2,4	2,4	2,5	2,6	2,6	2,7	2,7	3,2	4,9	5,7
Combustion interne	,5	,5	,5	,5	,5	,5	,5	,6	,6	,7
Nucléaire	7,7	8,5	9,8	11,7	12,6	13,5	13,5	15,2	16,1	18,7
Hydroélectricité										
Réserve pompée	55,0	56,7	56,8	56,8	56,9	57,1	58,4	66,4	73,3	81,5
Capacité installée totale	90,4	93,7	95,3	97,3	98,8	99,9	102,0	114,0	128,4	145,1
Achats[a]	5,1	5,4	5,4	5,4	5,4	5,4	5,4	5,3	5,4	5,4
Capacité disponible	95,5	99,1	100,7	102,7	104,2	105,3	107,4	119,3	133,8	150,6
Ventes (exportation)	5,6	5,8	5,6	5,6	5,6	5,6	5,7	6,8	8,4	8,9
Demande de pointe intérieure	72,6	74,3	77,1	79,2	81,3	81,5	82,6	92,8	104,5	119,1
Demande de pointe du réseau	78,3	80,0	82,7	84,8	86,9	87,1	88,2	99,6	112,9	128,0
Capacité restante	17,2	19,1	18,0	17,9	17,2	18,2	19,2	19,7	20,9	22,5
% de demande de pointe du réseau	22,0	23,8	21,7	21,1	19,8	20,9	21,7	19,8	18,5	17,6
	Scénario de prix élevé									
Vapeur de combustibles fossiles										
Charbon	16,1	16,8	16,9	16,9	17,5	18,0	19,1	21,3	25,1	29,2
Pétrole	3,7	3,6	3,6	3,6	3,6	3,1	2,8	2,4	2,4	2,4
Gaz	2,8	2,8	2,8	2,8	2,6	2,6	2,6	2,7	2,5	2,5
Combustibles multiples	,0	,0	,0	,0	,0	,0	,0	,0	,0	,0
Autres	2,3	2,4	2,4	2,4	2,4	2,5	2,5	2,6	2,7	2,7
Autres combustibles fossiles										
Turbines à gaz	2,4	2,4	2,6	2,6	2,7	2,7	2,9	3,4	4,9	6,1
Combustion interne	,5	,5	,5	,5	,5	,5	,5	,5	,6	,6
Nucléaire	7,7	8,5	9,8	11,7	12,6	13,5	13,5	15,2	16,1	18,7
Hydroélectricité										
Réserve pompée	55,0	56,7	56,8	56,8	56,9	57,1	58,4	66,4	69,8	77,2
Capacité installée totale	90,4	93,7	95,3	97,3	98,8	99,9	102,2	114,5	124,1	139,5
Achats[a]	5,1	5,4	5,4	5,4	5,4	5,4	5,4	5,3	5,4	5,4
Capacité disponible	95,5	99,1	100,7	102,7	104,2	105,3	107,5	119,8	129,5	145,0
Ventes (exportation)	5,6	5,8	5,6	5,6	5,6	5,6	5,7	6,8	8,4	8,9
Demande de pointe intérieure	72,6	74,2	77,1	78,7	80,5	80,1	81,2	91,2	101,8	114,8
Demande de pointe du réseau	78,3	80,0	82,7	84,3	86,2	85,8	86,9	98,0	110,2	123,6
Capacité restante	17,2	19,1	18,0	18,3	18,0	19,5	20,7	21,8	19,3	21,3
% de demande de pointe du réseau	22,0	23,8	21,7	21,8	20,9	22,8	23,8	22,2	17,5	17,2

[a] Comprennent les importations et les ventes de capacité nettes entre les provinces et la capacité attribuée aux systèmes interconnectés

Tableau A4-4 (suite)
Capacité de production par type de combustible - Canada, provinces et territoires

Mégawatts — **Terre - Neuve**

Scénario de prix bas

Type de capacité	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1995	2000	2005
Vapeur de combustibles fossiles										
Charbon										
Pétrole	505.0	505.0	505.0	505.0	505.0	505.0	505.0	505.0	510.0	510.0
Gaz										
Combustibles multiples										
Autres	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0	5.0	10.0	15.0
Autres combustibles fossiles										
Turbines à gaz	170.0	170.0	170.0	170.0	170.0	170.0	170.0	270.0	270.0	270.0
Combustion interne	81.0	81.0	81.0	81.0	81.0	81.0	81.0	78.0	78.0	78.0
Nucléaire										
Hydroélectricité										
Réserve pompée	6292.0	6419.0	6419.0	6419.0	6419.0	6419.0	6419.0	7268.0	8117.0	8117.0
Capacité installée totale	7048.0	7175.0	7175.0	7175.0	7175.0	7175.0	7175.0	8126.0	8985.0	8990.0
Achats[a]										
Capacité disponible	7048.0	7175.0	7175.0	7175.0	7175.0	7175.0	7175.0	8126.0	8985.0	8990.0
Ventes (exportation)	4750.0	4750.0	4750.0	4750.0	4750.0	4750.0	4750.0	4750.0	4750.0	4750.0
Demande de pointe intérieure	1698.0	1833.0	1905.0	1914.0	1925.0	1903.0	1981.0	1996.0	2161.0	2577.0
Demande de pointe du réseau	6448.0	6583.0	6655.0	6664.0	6675.0	6653.0	6731.0	6746.0	6911.0	7327.0
Capacité restante	600.0	592.0	520.0	511.0	500.0	522.0	444.0	1380.0	2074.0	1663.0
% de demande de pointe du réseau	9.3	9.0	7.8	7.7	7.5	7.8	6.6	20.5	30.0	22.7

Scénario de prix élevé

Vapeur de combustibles fossiles										
Charbon										
Pétrole	505.0	505.0	505.0	505.0	505.0	505.0	505.0	505.0	510.0	510.0
Gaz										
Combustibles multiples										
Autres	.0	.0	.0	.0	.0	.0	.0	5.0	10.0	15.0
Autres combustibles fossiles										
Turbines à gaz	170.0	170.0	170.0	170.0	170.0	220.0	320.0	370.0	370.0	370.0
Combustion interne	81.0	81.0	81.0	81.0	81.0	81.0	81.0	78.0	78.0	78.0
Nucléaire										
Hydroélectricité										
Réserve pompée	6292.0	6419.0	6419.0	6419.0	6419.0	6419.0	6419.0	8117.0	8117.0	8117.0
Capacité installée totale	7048.0	7175.0	7175.0	7175.0	7175.0	7225.0	7325.0	9075.0	9085.0	9090.0
Achats[a]										
Capacité disponible	7048.0	7175.0	7175.0	7175.0	7175.0	7225.0	7325.0	9075.0	9085.0	9090.0
Ventes (exportation)	4750.0	4750.0	4750.0	4750.0	4750.0	4750.0	4750.0	4750.0	4750.0	4750.0
Demande de pointe intérieure	1698.0	1833.0	1921.0	1949.0	2034.0	2062.0	2201.0	2210.0	2735.0	3238.0
Demande de pointe du réseau	6448.0	6583.0	6671.0	6699.0	6784.0	6812.0	6951.0	6960.0	7485.0	7988.0
Capacité restante	600.0	592.0	504.0	476.0	391.0	413.0	374.0	2115.0	1600.0	1102.0
% de demande de pointe du réseau	9.3	9.0	7.6	7.1	5.8	6.1	5.4	30.4	21.4	13.8

[a] Comprennent les importations et les ventes de capacité nettes entre les provinces et la capacité attribuée aux systèmes interconnectés.

Tableau A4-4 (suite)
Capacité de production par type de combustible - Canada, provinces et territoires

Mégawatts					Nouvelle - Ecosse					
					Scénario de prix bas					
Type de capacité	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1995	2000	2005
Vapeur de combustibles fossiles										
Charbon	718,0	861,0	861,0	861,0	861,0	1018,0	1018,0	1168,0	1318,0	1918,0
Pétrole	779,0	698,0	698,0	698,0	698,0	553,0	553,0	528,0	518,0	518,0
Gaz	,0	,0	,0	,0	,0	,0	,0	25,0	35,0	35,0
Combustibles multiples										
Autres	22,0	22,0	22,0	22,0	22,0	22,0	22,0	27,0	32,0	32,0
Autres combustibles fossiles										
Turbines à gaz	205,0	205,0	205,0	205,0	205,0	205,0	205,0	205,0	325,0	385,0
Combustion interne	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
Nucléaire										
Hydroélectricité										
Réserve pompée	386,0	386,0	386,0	386,0	386,0	386,0	386,0	386,0	386,0	386,0
Capacité installée totale	2111,0	2173,0	2173,0	2173,0	2173,0	2185,0	2185,0	2340,0	2615,0	3275,0
Achats[a]										
Capacité disponible	2111,0	2173,0	2173,0	2173,0	2173,0	2185,0	2185,0	2340,0	2615,0	3275,0
Ventes (exportation)										
Demande de pointe intérieure	1388,0	1485,0	1528,0	1546,0	1549,0	1586,0	1598,0	1890,0	2259,0	2687,0
Demande de pointe du réseau	1388,0	1485,0	1528,0	1546,0	1549,0	1586,0	1598,0	1890,0	2259,0	2687,0
Capacité restante	723,0	688,0	645,0	627,0	624,0	599,0	587,0	450,0	356,0	588,0
% de demande de pointe du réseau	52,1	46,3	42,2	40,6	40,3	37,8	36,7	23,8	15,8	21,9
					Scénario de prix élevé					
Vapeur de combustibles fossiles										
Charbon	718,0	861,0	861,0	861,0	861,0	1018,0	1018,0	1018,0	1168,0	1618,0
Pétrole	779,0	698,0	698,0	698,0	698,0	553,0	553,0	528,0	518,0	518,0
Gaz	,0	,0	,0	,0	,0	,0	,0	25,0	35,0	35,0
Combustibles multiples										
Autres	22,0	22,0	22,0	22,0	22,0	22,0	22,0	27,0	32,0	32,0
Autres combustibles fossiles										
Turbines à gaz	205,0	205,0	205,0	205,0	205,0	205,0	205,0	205,0	265,0	325,0
Combustion interne	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
Nucléaire										
Hydroélectricité										
Réserve pompée	386,0	386,0	386,0	386,0	386,0	386,0	386,0	386,0	386,0	386,0
Capacité installée totale	2111,0	2173,0	2173,0	2173,0	2173,0	2185,0	2185,0	2190,0	2405,0	2915,0
Achats[a]										
Capacité disponible	2111,0	2173,0	2173,0	2173,0	2173,0	2185,0	2185,0	2190,0	2405,0	2915,0
Ventes (exportation)										
Demande de pointe intérieure	1388,0	1485,0	1524,0	1533,0	1524,0	1530,0	1532,0	1817,0	2079,0	2438,0
Demande de pointe du réseau	1388,0	1485,0	1524,0	1533,0	1524,0	1530,0	1532,0	1817,0	2079,0	2438,0
Capacité restante	723,0	688,0	649,0	640,0	649,0	655,0	653,0	373,0	326,0	477,0
% de demande de pointe du réseau	52,1	46,3	42,6	41,7	42,6	42,8	42,6	20,5	15,7	19,6

[a] Comprennent les importations et les ventes de capacité nettes entre les provinces et la capacité attribuée aux systèmes interconnectés.

Tableau A4-4 (suite)
Capacité de production par type de combustible - Canada, provinces et territoires

Mégawatts	Ile - du - Prince - Edouard									
	Scénario de prix bas									
Type de capacité	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1995	2000	2005
Vapeur de combustibles fossiles										
Charbon										
Pétrole	71,0	71,0	71,0	71,0	71,0	71,0	71,0	71,0	71,0	71,0
Gaz										
Combustibles multiples										
Autres										
Autres combustibles fossiles										
Turbines à gaz	41,0	41,0	41,0	41,0	41,0	41,0	41,0	41,0	41,0	41,0
Combustion interne	11,0	11,0	11,0	11,0	11,0	11,0	11,0	11,0	11,0	11,0
Nucléaire										
Hydroélectricité										
Réserve pompée										
Capacité installée totale	123,0	123,0	123,0	123,0	123,0	123,0	123,0	123,0	123,0	123,0
Achats[a]	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	35,0	50,0	65,0	80,0
Capacité disponible	143,0	143,0	143,0	143,0	143,0	143,0	158,0	173,0	188,0	203,0
Ventes (exportation)										
Demande de pointe intérieure	103,0	110,0	114,0	118,0	120,0	122,0	126,0	139,0	152,0	167,0
Demande de pointe du réseau	103,0	110,0	114,0	118,0	120,0	122,0	126,0	139,0	152,0	167,0
Capacité restante	40,0	33,0	29,0	25,0	23,0	21,0	32,0	34,0	36,0	36,0
% de demande de pointe du réseau	38,8	30,0	25,4	21,2	19,2	17,2	25,4	24,5	23,7	21,6
	Scénario de prix élevé									
Vapeur de combustibles fossiles										
Charbon										
Pétrole	71,0	71,0	71,0	71,0	71,0	71,0	71,0	71,0	71,0	71,0
Gaz										
Combustibles multiples										
Autres										
Autres combustibles fossiles										
Turbines à gaz	41,0	41,0	41,0	41,0	41,0	41,0	41,0	41,0	41,0	41,0
Combustion interne	11,0	11,0	11,0	11,0	11,0	11,0	11,0	11,0	11,0	11,0
Nucléaire										
Hydroélectricité										
Réserve pompée										
Capacité installée totale	123,0	123,0	123,0	123,0	123,0	123,0	123,0	123,0	123,0	123,0
Achats[a]	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	35,0	50,0	65,0	80,0
Capacité disponible	143,0	143,0	143,0	143,0	143,0	143,0	158,0	173,0	188,0	203,0
Ventes (exportation)										
Demande de pointe intérieure	103,0	110,0	114,0	116,0	120,0	122,0	126,0	141,0	156,0	169,0
Demande de pointe du réseau	103,0	110,0	114,0	116,0	120,0	122,0	126,0	141,0	156,0	169,0
Capacité restante	40,0	33,0	29,0	27,0	23,0	21,0	32,0	32,0	32,0	34,0
% de demande de pointe du réseau	38,8	30,0	25,4	23,3	19,2	17,2	25,4	22,7	20,5	20,1

[a] Comprennent les importations et les ventes de capacité nettes entre les provinces et la capacité attribuée aux systèmes interconnectés.

Tableau A4-4 (suite)
Capacité de production par type de combustible - Canada, provinces et territoires

Mégawatts — **Nouveau - Brunswick**

Scénario de prix bas

Type de capacité	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1995	2000	2005
Vapeur de combustibles fossiles										
Charbon	283,0	283,0	305,0	305,0	305,0	640,0	975,0	1810,0	2410,0	3010,0
Pétrole	1476,0	1474,0	1474,0	1464,0	1464,0	1129,0	794,0	416,0	416,0	416,0
Gaz	,0	,0	,0	,0	,0	,0	,0	43,0	43,0	43,0
Combustibles multiples										
Autres	40,0	61,0	61,0	71,0	71,0	71,0	71,0	71,0	71,0	71,0
Autres combustibles fossiles										
Turbines à gaz	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	75,0	275,0	425,0	675,0
Combustion interne	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
Nucléaire	630,0	630,0	630,0	630,0	630,0	630,0	630,0	630,0	630,0	630,0
Hydroélectricité										
Réserve pompée	897,0	897,0	902,0	902,0	902,0	902,0	902,0	902,0	902,0	902,0
Capacité installée totale	3352,0	3371,0	3398,0	3398,0	3398,0	3398,0	3448,0	4148,0	4898,0	5748,0
Achats[a]										
Capacité disponible	3352,0	3371,0	3398,0	3398,0	3398,0	3398,0	3448,0	4148,0	4898,0	5748,0
Ventes (exportation)	383,0	383,0	250,0	250,0	250,0	250,0	265,0	530,0	545,0	560,0
Demande de pointe intérieure	1989,0	2060,0	2255,0	2384,0	2457,0	2541,0	2571,0	3048,0	3607,0	4291,0
Demande de pointe du réseau	2372,0	2443,0	2505,0	2634,0	2707,0	2791,0	2836,0	3578,0	4152,0	4851,0
Capacité restante	980,0	928,0	893,0	764,0	691,0	607,0	612,0	570,0	746,0	897,0
% de demande de pointe du réseau	41,3	38,0	35,6	29,0	25,5	21,7	21,6	15,9	18,0	18,5

Scénario de prix élevé

Vapeur de combustibles fossiles										
Charbon	283,0	283,0	305,0	305,0	305,0	625,0	975,0	1810,0	2110,0	2710,0
Pétrole	1476,0	1474,0	1474,0	1464,0	1464,0	1129,0	794,0	416,0	416,0	416,0
Gaz	,0	,0	,0	,0	,0	,0	,0	43,0	43,0	43,0
Combustibles multiples										
Autres	40,0	61,0	61,0	71,0	71,0	71,0	71,0	71,0	71,0	71,0
Autres combustibles fossiles										
Turbines à gaz	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	25,0	75,0	225,0	325,0	525,0
Combustion interne	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
Nucléaire	630,0	630,0	630,0	630,0	630,0	630,0	630,0	630,0	630,0	630,0
Hydroélectricité										
Réserve pompée	897,0	897,0	902,0	902,0	902,0	902,0	902,0	902,0	902,0	902,0
Capacité installée totale	3352,0	3371,0	3398,0	3398,0	3398,0	3383,0	3448,0	4098,0	4498,0	5298,0
Achats[a]										
Capacité disponible	3352,0	3371,0	3398,0	3398,0	3398,0	3383,0	3448,0	4098,0	4498,0	5298,0
Ventes (exportation)	383,0	383,0	250,0	250,0	250,0	250,0	265,0	530,0	545,0	560,0
Demande de pointe intérieure	1989,0	2062,0	2249,0	2367,0	2412,0	2474,0	2485,0	2970,0	3309,0	3872,0
Demande de pointe du réseau	2372,0	2445,0	2499,0	2617,0	2662,0	2724,0	2750,0	3500,0	3854,0	4432,0
Capacité restante	980,0	926,0	899,0	781,0	736,0	659,0	698,0	598,0	644,0	866,0
% de demande de pointe du réseau	41,3	37,9	36,0	29,8	27,6	24,2	25,4	17,1	16,7	19,5

[a] Comprennent les importations et les ventes de capacité nettes entre les provinces et la capacité attribuée aux systèmes interconnectés.

Tableau A4-4 (suite)
Capacité de production par type de combustible - Canada, provinces et territoires

Mégawatts — **Atlantique**

Scénario de prix bas

Type de capacité	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1995	2000	2005
Vapeur de combustibles fossiles										
Charbon	1001,0	1144,0	1166,0	1166,0	1166,0	1658,0	1993,0	2978,0	3728,0	4928,0
Pétrole	2831,0	2748,0	2748,0	2738,0	2738,0	2258,0	1923,0	1520,0	1515,0	1515,0
Gaz	,0	,0	,0	,0	,0	,0	,0	68,0	78,0	78,0
Combustibles multiples	,0	,0	,0	,0	,0	,0	,0	,0	,0	,0
Autres	62,0	83,0	83,0	93,0	93,0	93,0	93,0	103,0	113,0	118,0
Autres combustibles fossiles										
Turbines à gaz	441,0	441,0	441,0	441,0	441,0	441,0	491,0	791,0	1061,0	1371,0
Combustion interne	94,0	94,0	94,0	94,0	94,0	94,0	94,0	91,0	91,0	91,0
Nucléaire	630,0	630,0	630,0	630,0	630,0	630,0	630,0	630,0	630,0	630,0
Hydroélectricité										
Réserve pompée	7575,0	7702,0	7707,0	7707,0	7707,0	7707,0	7707,0	8556,0	9405,0	9405,0
Capacité installée totale	12634,0	12842,0	12869,0	12869,0	12869,0	12881,0	12931,0	14737,0	16621,0	18136,0
Achats[a]	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	35,0	50,0	65,0	80,0
Capacité disponible	12654,0	12862,0	12889,0	12889,0	12889,0	12901,0	12966,0	14787,0	16686,0	18216,0
Ventes (exportation)	5133,0	5133,0	5000,0	5000,0	5000,0	5000,0	5015,0	5280,0	5295,0	5310,0
Demande de pointe intérieure	5178,0	5488,0	5802,0	5962,0	6051,0	6152,0	6276,0	7073,0	8179,0	9722,0
Demande de pointe du réseau	10311,0	10621,0	10802,0	10962,0	11051,0	11152,0	11291,0	12353,0	13474,0	15032,0
Capacité restante	2343,0	2241,0	2087,0	1927,0	1838,0	1749,0	1675,0	2434,0	3212,0	3184,0
% de demande de pointe du réseau	22,7	21,1	19,3	17,6	16,6	15,7	14,8	19,7	23,8	21,2

Scénario de prix élevé

Type de capacité	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1995	2000	2005
Vapeur de combustibles fossiles										
Charbon	1001,0	1144,0	1166,0	1166,0	1166,0	1643,0	1993,0	2828,0	3278,0	4328,0
Pétrole	2831,0	2748,0	2748,0	2738,0	2738,0	2258,0	1923,0	1520,0	1515,0	1515,0
Gaz	,0	,0	,0	,0	,0	,0	,0	68,0	78,0	78,0
Combustibles multiples	,0	,0	,0	,0	,0	,0	,0	,0	,0	,0
Autres	62,0	83,0	83,0	93,0	93,0	93,0	93,0	103,0	113,0	118,0
Autres combustibles fossiles										
Turbines à gaz	441,0	441,0	441,0	441,0	441,0	491,0	641,0	841,0	1001,0	1261,0
Combustion interne	94,0	94,0	94,0	94,0	94,0	94,0	94,0	91,0	91,0	91,0
Nucléaire	630,0	630,0	630,0	630,0	630,0	630,0	630,0	630,0	630,0	630,0
Hydroélectricité										
Réserve pompée	7575,0	7702,0	7707,0	7707,0	7707,0	7707,0	7707,0	9405,0	9405,0	9405,0
Capacité installée totale	12634,0	12842,0	12869,0	12869,0	12869,0	12916,0	13081,0	15486,0	16111,0	17426,0
Achats[a]	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	35,0	50,0	65,0	80,0
Capacité disponible	12654,0	12862,0	12889,0	12889,0	12889,0	12936,0	13116,0	15536,0	16176,0	17506,0
Ventes (exportation)	5133,0	5133,0	5000,0	5000,0	5000,0	5000,0	5015,0	5280,0	5295,0	5310,0
Demande de pointe intérieure	5178,0	5490,0	5808,0	5965,0	6090,0	6188,0	6344,0	7138,0	8279,0	9717,0
Demande de pointe du réseau	10311,0	10623,0	10808,0	10965,0	11090,0	11188,0	11359,0	12418,0	13574,0	15027,0
Capacité restante	2343,0	2239,0	2081,0	1924,0	1799,0	1748,0	1757,0	3118,0	2602,0	2479,0
% de demande de pointe du réseau	22,7	21,1	19,3	17,5	16,2	15,6	15,5	25,1	19,2	16,5

[a] Comprennent les importations et les ventes de capacité nettes entre les provinces et la capacité attribuée aux systèmes interconnectés.

Tableau A4-4 (suite)
Capacité de production par type de combustible - Canada, provinces et territoires

Mégawatts — **Québec**

Scénario de prix bas

Type de capacité	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1995	2000	2005
Vapeur de combustibles fossiles										
Charbon										
Pétrole	638,0	638,0	630,0	630,0	620,0	620,0	620,0	620,0	620,0	620,0
Gaz										
Combustibles multiples										
Autres	,0	,0	10,0	10,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0
Autres combustibles fossiles										
Turbines à gaz	364,0	364,0	424,0	424,0	424,0	424,0	424,0	424,0	1624,0	1624,0
Combustion interne	65,0	71,0	71,0	88,0	88,0	88,0	88,0	130,0	178,0	202,0
Nucléaire	630,0	630,0	630,0	630,0	630,0	630,0	630,0	630,0	630,0	630,0
Hydroélectricité										
Réserve pompée	24060,0	25333,0	25419,0	25480,0	25539,0	25582,0	26562,0	30636,0	34446,0	40956,0
Capacité installée totale	25757,0	27036,0	27184,0	27262,0	27321,0	27364,0	28344,0	32460,0	37518,0	44052,0
Achats[a]	4750,0	4750,0	4750,0	4750,0	4750,0	4750,0	4750,0	4750,0	4750,0	4750,0
Capacité disponible	30507,0	31786,0	31934,0	32012,0	32071,0	32114,0	33094,0	37210,0	42268,0	48802,0
Ventes (exportation)	,0	150,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	1200,0	1700,0
Demande de pointe intérieure	26761,0	26935,0	27638,0	28350,0	29046,0	27994,0	28656,0	32640,0	36968,0	42454,0
Demande de pointe du réseau	26761,0	27085,0	27838,0	28550,0	29246,0	28194,0	28856,0	32840,0	38168,0	44154,0
Capacité restante	3746,0	4701,0	4096,0	3462,0	2825,0	3920,0	4238,0	4370,0	4100,0	4648,0
% de demande de pointe du réseau	14,0	17,4	14,7	12,1	9,7	13,9	14,7	13,3	10,7	10,5

Scénario de prix élevé

Vapeur de combustibles fossiles										
Charbon										
Pétrole	638,0	638,0	630,0	630,0	620,0	620,0	620,0	620,0	620,0	620,0
Gaz										
Combustibles multiples										
Autres	,0	,0	10,0	10,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0	20,0
Autres combustibles fossiles										
Turbines à gaz	364,0	364,0	424,0	424,0	424,0	424,0	424,0	424,0	1424,0	1624,0
Combustion interne	65,0	71,0	71,0	88,0	88,0	88,0	88,0	130,0	178,0	202,0
Nucléaire	630,0	630,0	630,0	630,0	630,0	630,0	630,0	630,0	630,0	630,0
Hydroélectricité										
Réserve pompée	24060,0	25333,0	25419,0	25480,0	25539,0	25582,0	26562,0	30636,0	32221,0	38006,0
Capacité installée totale	25757,0	27036,0	27184,0	27262,0	27321,0	27364,0	28344,0	32460,0	35093,0	41102,0
Achats[a]	4750,0	4750,0	4750,0	4750,0	4750,0	4750,0	4750,0	4750,0	4750,0	4750,0
Capacité disponible	30507,0	31786,0	31934,0	32012,0	32071,0	32114,0	33094,0	37210,0	39843,0	45852,0
Ventes (exportation)	,0	150,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	200,0	1200,0	1700,0
Demande de pointe intérieure	26761,0	26935,0	27575,0	28070,0	28612,0	27071,0	27672,0	31381,0	34873,0	39636,0
Demande de pointe du réseau	26761,0	27085,0	27775,0	28270,0	28812,0	27271,0	27872,0	31581,0	36073,0	41336,0
Capacité restante	3746,0	4701,0	4159,0	3742,0	3259,0	4843,0	5222,0	5629,0	3770,0	4516,0
% de demande de pointe du réseau	14,0	17,4	15,0	13,2	11,3	17,8	18,7	17,8	10,5	10,9

[a] Comprennent les importations et les ventes de capacité nettes entre les provinces et la capacité attribuée aux systèmes interconnectés.

Tableau A4-4 (suite)
Capacité de production par type de combustible - Canada, provinces et territoires

Mégawatts — **Ontario**

Scénario de prix bas

Type de capacité	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1995	2000	2005
Vapeur de combustibles fossiles										
Charbon	8690,0	8896,0	8896,0	8896,0	9102,0	9102,0	9190,0	9190,0	11102,0	13102,0
Pétrole	55,0	55,0	55,0	55,0	55,0	70,0	70,0	628,0	2332,0	2332,0
Gaz	165,0	165,0	165,0	165,0	180,0	180,0	180,0	200,0	220,0	220,0
Combustibles multiples										
Autres	1935,0	1940,0	1940,0	1940,0	1940,0	1940,0	1950,0	1960,0	1960,0	1970,0
Autres combustibles fossiles										
Turbines à gaz	729,0	781,0	788,0	798,0	798,0	808,0	808,0	818,0	918,0	1218,0
Combustion interne	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0
Nucléaire	6395,0	7230,0	8581,0	10446,0	11327,0	12208,0	12208,0	13970,0	14829,0	17472,0
Hydroélectricité										
Réserve pompée	7185,0	7185,0	7185,0	7185,0	7185,0	7185,0	7185,0	8062,0	8062,0	8062,0
Capacité installée totale	25164,0	26262,0	27620,0	29495,0	30597,0	31503,0	31601,0	34838,0	39433,0	44386,0
Achats[a]										
Capacité disponible	25164,0	26262,0	27620,0	29495,0	30597,0	31503,0	31601,0	34838,0	39433,0	44386,0
Ventes (exportation)	465,0	472,0	435,0	435,0	435,0	435,0	435,0	,0	,0	,0
Demande de pointe intérieure	21379,0	21740,0	22625,0	23446,0	24416,0	25153,0	25105,0	28099,0	31280,0	35305,0
Demande de pointe du réseau	21844,0	22212,0	23060,0	23881,0	24851,0	25588,0	25540,0	28099,0	31280,0	35305,0
Capacité restante	3320,0	4050,0	4560,0	5614,0	5746,0	5915,0	6061,0	6739,0	8153,0	9081,0
% de demande de pointe du réseau	15,2	18,2	19,8	23,5	23,1	23,1	23,7	24,0	26,1	25,7

Scénario de prix élevé

Vapeur de combustibles fossiles										
Charbon	8690,0	8896,0	8896,0	8896,0	9102,0	9102,0	9190,0	9190,0	11102,0	12602,0
Pétrole	55,0	55,0	55,0	55,0	55,0	70,0	70,0	70,0	100,0	100,0
Gaz	165,0	165,0	165,0	165,0	180,0	180,0	180,0	200,0	220,0	220,0
Combustibles multiples										
Autres	1935,0	1940,0	1940,0	1940,0	1940,0	1940,0	1950,0	1960,0	1960,0	1970,0
Autres combustibles fossiles										
Turbines à gaz	729,0	781,0	788,0	798,0	798,0	808,0	808,0	818,0	918,0	1218,0
Combustion interne	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0
Nucléaire	6395,0	7230,0	8581,0	10446,0	11327,0	12208,0	12208,0	13970,0	14829,0	17472,0
Hydroélectricité										
Réserve pompée	7185,0	7185,0	7185,0	7185,0	7185,0	7185,0	7185,0	7185,0	8062,0	8062,0
Capacité installée totale	25164,0	26262,0	27620,0	29495,0	30597,0	31503,0	31601,0	33403,0	37201,0	41654,0
Achats[a]										
Capacité disponible	25164,0	26262,0	27620,0	29495,0	30597,0	31503,0	31601,0	33403,0	37201,0	41654,0
Ventes (exportation)	465,0	472,0	435,0	435,0	435,0	435,0	435,0	,0	,0	,0
Demande de pointe intérieure	21379,0	21740,0	22587,0	23132,0	23878,0	24469,0	24365,0	26953,0	29906,0	33601,0
Demande de pointe du réseau	21844,0	22212,0	23022,0	23567,0	24313,0	24904,0	24800,0	26953,0	29906,0	33601,0
Capacité restante	3320,0	4050,0	4598,0	5928,0	6284,0	6599,0	6801,0	6450,0	7295,0	8053,0
% de demande de pointe du réseau	15,2	18,2	20,0	25,2	25,8	26,5	27,4	23,9	24,4	24,0

[a] Comprennent les importations et les ventes de capacité nettes entre les provinces et la capacité attribuée aux systèmes interconnectés.

Tableau A4-4 (suite)
Capacité de production par type de combustible - Canada, provinces et territoires

Mégawatts — **Manitoba**

Scénario de prix bas

Type de capacité	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1995	2000	2005
Vapeur de combustibles fossiles										
Charbon	369,0	369,0	369,0	369,0	369,0	369,0	369,0	369,0	369,0	633,0
Pétrole	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	10,0	10,0	10,0	10,0
Gaz	54,0	54,0	54,0	54,0	54,0	54,0	59,0	59,0	59,0	59,0
Combustibles multiples	,0	,0	,0	,0	,0	,0	,0	,0	,0	,0
Autres	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0
Autres combustibles fossiles										
Turbines à gaz	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	43,0
Combustion interne	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0
Nucléaire										
Hydroélectricité										
Réserve pompée	3548,0	3548,0	3548,0	3548,0	3548,0	3676,0	4060,0	5218,0	6128,0	6478,0
Capacité installée totale	4042,0	4042,0	4042,0	4042,0	4042,0	4170,0	4554,0	5712,0	6622,0	7261,0
Achats[a]	300,0	300,0	300,0	300,0	300,0	300,0	300,0	200,0	300,0	300,0
Capacité disponible	4342,0	4342,0	4342,0	4342,0	4342,0	4470,0	4854,0	5912,0	6922,0	7561,0
Ventes (exportation)	,0	,0	,0	,0	,0	,0	,0	500,0	1050,0	1050,0
Demande de pointe intérieure	2829,0	3052,0	3241,0	3502,0	3643,0	3721,0	3776,0	4418,0	4991,0	5704,0
Demande de pointe du réseau	2829,0	3052,0	3241,0	3502,0	3643,0	3721,0	3776,0	4918,0	6041,0	6754,0
Capacité restante	1513,0	1290,0	1101,0	840,0	699,0	749,0	1078,0	994,0	881,0	807,0
% de demande de pointe du réseau	53,5	42,3	34,0	24,0	19,2	20,1	28,5	20,2	14,6	11,9

Scénario de prix élevé

Type de capacité	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1995	2000	2005
Vapeur de combustibles fossiles										
Charbon	369,0	369,0	369,0	369,0	369,0	369,0	369,0	369,0	369,0	435,0
Pétrole	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	10,0	10,0	10,0	10,0
Gaz	54,0	54,0	54,0	54,0	54,0	54,0	59,0	59,0	59,0	59,0
Combustibles multiples	,0	,0	,0	,0	,0	,0	,0	,0	,0	,0
Autres	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0
Autres combustibles fossiles										
Turbines à gaz	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	18,0	43,0
Combustion interne	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0
Nucléaire										
Hydroélectricité										
Réserve pompée	3548,0	3548,0	3548,0	3548,0	3548,0	3676,0	4060,0	5218,0	6128,0	6478,0
Capacité installée totale	4042,0	4042,0	4042,0	4042,0	4042,0	4170,0	4554,0	5712,0	6622,0	7063,0
Achats[a]	300,0	300,0	300,0	300,0	300,0	300,0	300,0	200,0	300,0	300,0
Capacité disponible	4342,0	4342,0	4342,0	4342,0	4342,0	4470,0	4854,0	5912,0	6922,0	7363,0
Ventes (exportation)	,0	,0	,0	,0	,0	,0	,0	500,0	1050,0	1050,0
Demande de pointe intérieure	2829,0	3052,0	3237,0	3474,0	3604,0	3684,0	3737,0	4363,0	4884,0	5508,0
Demande de pointe du réseau	2829,0	3052,0	3237,0	3474,0	3604,0	3684,0	3737,0	4863,0	5934,0	6558,0
Capacité restante	1513,0	1290,0	1105,0	868,0	738,0	786,0	1117,0	1049,0	988,0	805,0
% de demande de pointe du réseau	53,5	42,3	34,1	25,0	20,5	21,3	29,9	21,6	16,6	12,3

[a] Comprennent les importations et les ventes de capacité nettes entre les provinces et la capacité attribuée aux systèmes interconnectés.

Tableau A4-4 (suite)
Capacité de production par type de combustible - Canada, provinces et territoires

Mégawatts

Saskatchewan

Scénario de prix bas

Type de capacité	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1995	2000	2005
Vapeur de combustibles fossiles										
Charbon	1595,0	1595,0	1595,0	1595,0	1595,0	1595,0	1895,0	1895,0	2195,0	2795,0
Pétrole	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0
Gaz	131,0	131,0	131,0	131,0	131,0	131,0	131,0	131,0	131,0	131,0
Combustibles multiples										
Autres	36,0	36,0	36,0	36,0	36,0	36,0	36,0	36,0	36,0	36,0
Autres combustibles fossiles										
Turbines à gaz	157,0	157,0	242,0	242,0	327,0	327,0	327,0	327,0	512,0	512,0
Combustion interne										
Nucléaire										
Hydroélectricité										
Réserve pompée	589,0	841,0	841,0	841,0	841,0	841,0	841,0	841,0	841,0	841,0
Capacité installée totale	2515,0	2767,0	2852,0	2852,0	2937,0	2937,0	3237,0	3237,0	3722,0	4322,0
Achats[a]										
Capacité disponible	2515,0	2767,0	2852,0	2852,0	2937,0	2937,0	3237,0	3237,0	3722,0	4322,0
Ventes (exportation)	7,0	,0	,0	,0	,0	,0	,0	,0	,0	,0
Demande de pointe intérieure	2278,0	2301,0	2400,0	2438,0	2461,0	2537,0	2625,0	2861,0	3348,0	3850,0
Demande de pointe du réseau	2285,0	2301,0	2400,0	2438,0	2461,0	2537,0	2625,0	2861,0	3348,0	3850,0
Capacité restante	230,0	466,0	452,0	414,0	476,0	400,0	612,0	376,0	374,0	472,0
% de demande de pointe du réseau	10,1	20,3	18,8	17,0	19,3	15,8	23,3	13,1	11,2	12,3

Scénario de prix élevé

Vapeur de combustibles fossiles										
Charbon	1595,0	1595,0	1595,0	1595,0	1595,0	1595,0	1895,0	2195,0	2495,0	3095,0
Pétrole	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0
Gaz	131,0	131,0	131,0	131,0	131,0	131,0	131,0	131,0	131,0	131,0
Combustibles multiples										
Autres	36,0	36,0	36,0	36,0	36,0	36,0	36,0	36,0	36,0	36,0
Autres combustibles fossiles										
Turbines à gaz	157,0	157,0	242,0	242,0	327,0	327,0	327,0	412,0	512,0	612,0
Combustion interne										
Nucléaire										
Hydroélectricité										
Réserve pompée	589,0	841,0	841,0	841,0	841,0	841,0	841,0	841,0	841,0	841,0
Capacité installée totale	2515,0	2767,0	2852,0	2852,0	2937,0	2937,0	3237,0	3622,0	4022,0	4722,0
Achats[a]										
Capacité disponible	2515,0	2767,0	2852,0	2852,0	2937,0	2937,0	3237,0	3622,0	4022,0	4722,0
Ventes (exportation)	7,0	,0	,0	,0	,0	,0	,0	,0	,0	,0
Demande de pointe intérieure	2278,0	2301,0	2410,0	2454,0	2507,0	2610,0	2712,0	3041,0	3555,0	4016,0
Demande de pointe du réseau	2285,0	2301,0	2410,0	2454,0	2507,0	2610,0	2712,0	3041,0	3555,0	4016,0
Capacité restante	230,0	466,0	442,0	398,0	430,0	327,0	525,0	581,0	467,0	706,0
% de demande de pointe du réseau	10,1	20,3	18,3	16,2	17,2	12,5	19,4	19,1	13,1	17,6

[a] Comprennent les importations et les ventes de capacité nettes entre les provinces et la capacité attribuée aux systèmes interconnectés.

Tableau A4-4 (suite)
Capacité de production par type de combustible - Canada, provinces et territoires

Mégawatts — **Alberta**

Scénario de prix bas

Type de capacité	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1995	2000	2005
Vapeur de combustibles fossiles										
Charbon	4462,0	4845,0	4845,0	4845,0	5251,0	5251,0	5634,0	6009,0	6322,0	7237,0
Pétrole	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0
Gaz	1385,0	1385,0	1395,0	1395,0	1245,0	1245,0	1160,0	1190,0	950,0	960,0
Combustibles multiples	,0	,0	,0	,0	,0	,0	,0	,0	,0	,0
Autres	47,0	113,0	113,0	113,0	113,0	130,0	130,0	230,0	300,0	300,0
Autres combustibles fossiles										
Turbines à gaz	516,0	459,0	459,0	459,0	464,0	464,0	447,0	647,0	554,0	773,0
Combustion interne	52,0	55,0	55,0	55,0	55,0	55,0	55,0	55,0	55,0	55,0
Nucléaire										
Hydroélectricité										
Réserve pompée	734,0	734,0	734,0	734,0	734,0	734,0	734,0	734,0	734,0	734,0
Capacité installée totale	7202,0	7597,0	7607,0	7607,0	7868,0	7885,0	8166,0	8871,0	8921,0	10065,0
Achats[a]	,0	300,0	300,0	300,0	300,0	300,0	300,0	300,0	300,0	300,0
Capacité disponible	7202,0	7897,0	7907,0	7907,0	8168,0	8185,0	8466,0	9171,0	9221,0	10365,0
Ventes (exportation)										
Demande de pointe intérieure	5475,0	5782,0	5831,0	5809,0	5827,0	5876,0	5970,0	7006,0	7726,0	8505,0
Demande de pointe du réseau	5475,0	5782,0	5831,0	5809,0	5827,0	5876,0	5970,0	7006,0	7726,0	8505,0
Capacité restante	1727,0	2115,0	2076,0	2098,0	2341,0	2309,0	2496,0	2165,0	1495,0	1860,0
% de demande de pointe du réseau	31,5	36,6	35,6	36,1	40,2	39,3	41,8	30,9	19,4	21,9

Scénario de prix élevé

Vapeur de combustibles fossiles										
Charbon	4462,0	4845,0	4845,0	4845,0	5251,0	5251,0	5634,0	6759,0	7822,0	8737,0
Pétrole	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0
Gaz	1385,0	1385,0	1395,0	1395,0	1245,0	1245,0	1160,0	1190,0	950,0	960,0
Combustibles multiples	,0	,0	,0	,0	,0	,0	,0	,0	,0	,0
Autres	47,0	113,0	113,0	113,0	113,0	130,0	130,0	230,0	300,0	300,0
Autres combustibles fossiles										
Turbines à gaz	516,0	459,0	459,0	459,0	464,0	464,0	447,0	647,0	854,0	1173,0
Combustion interne	52,0	55,0	55,0	55,0	55,0	55,0	55,0	55,0	55,0	55,0
Nucléaire										
Hydroélectricité										
Réserve pompée	734,0	734,0	734,0	734,0	734,0	734,0	734,0	734,0	734,0	734,0
Capacité installée totale	7202,0	7597,0	7607,0	7607,0	7868,0	7885,0	8166,0	9621,0	10721,0	11965,0
Achats[a]	,0	300,0	300,0	300,0	300,0	300,0	300,0	300,0	300,0	300,0
Capacité disponible	7202,0	7897,0	7907,0	7907,0	8168,0	8185,0	8466,0	9921,0	11021,0	12265,0
Ventes (exportation)										
Demande de pointe intérieure	5475,0	5782,0	5971,0	6087,0	6215,0	6382,0	6593,0	8125,0	9110,0	10058,0
Demande de pointe du réseau	5475,0	5782,0	5971,0	6087,0	6215,0	6382,0	6593,0	8125,0	9110,0	10058,0
Capacité restante	1727,0	2115,0	1936,0	1820,0	1953,0	1803,0	1873,0	1796,0	1911,0	2207,0
% de demande de pointe du réseau	31,5	36,6	32,4	29,9	31,4	28,3	28,4	22,1	21,0	21,9

[a] Comprennent les importations et les ventes de capacité nettes entre les provinces et la capacité attribuée aux systèmes interconnectés.

Tableau A4-4 (suite)
Capacité de production par type de combustible - Canada, provinces et territoires

Mégawatts — **Prairies**

Scénario de prix bas

Type de capacité	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1995	2000	2005
Vapeur de combustibles fossiles										
Charbon	6426,0	6809,0	6809,0	6809,0	7215,0	7215,0	7898,0	8273,0	8886,0	10665,0
Pétrole	28,0	28,0	28,0	28,0	28,0	28,0	23,0	23,0	23,0	23,0
Gaz	1570,0	1570,0	1580,0	1580,0	1430,0	1430,0	1350,0	1380,0	1140,0	1150,0
Combustibles multiples	,0	,0	,0	,0	,0	,0	,0	,0	,0	,0
Autres	91,0	157,0	157,0	157,0	157,0	174,0	174,0	274,0	344,0	344,0
Autres combustibles fossiles										
Turbines à gaz	691,0	634,0	719,0	719,0	809,0	809,0	792,0	992,0	1084,0	1328,0
Combustion interne	82,0	85,0	85,0	85,0	85,0	85,0	85,0	85,0	85,0	85,0
Nucléaire	,0	,0	,0	,0	,0	,0	,0	,0	,0	,0
Hydroélectricité										
Réserve pompée	4871,0	5123,0	5123,0	5123,0	5123,0	5251,0	5635,0	6793,0	7703,0	8053,0
Capacité installée totale	13759,0	14406,0	14501,0	14501,0	14847,0	14992,0	15957,0	17820,0	19265,0	21648,0
Achats[a]	300,0	600,0	600,0	600,0	600,0	600,0	600,0	500,0	600,0	600,0
Capacité disponible	14059,0	15006,0	15101,0	15101,0	15447,0	15592,0	16557,0	18320,0	19865,0	22248,0
Ventes (exportation)	7,0	,0	,0	,0	,0	,0	,0	500,0	1050,0	1050,0
Demande de pointe intérieure	10582,0	11135,0	11472,0	11749,0	11931,0	12134,0	12371,0	14285,0	16065,0	18059,0
Demande de pointe du réseau	10589,0	11135,0	11472,0	11749,0	11931,0	12134,0	12371,0	14785,0	17115,0	19109,0
Capacité restante	3470,0	3871,0	3629,0	3352,0	3516,0	3458,0	4186,0	3535,0	2750,0	3139,0
% de demande de pointe du réseau	32,8	34,8	31,6	28,5	29,5	28,5	33,8	23,9	16,1	16,4

Scénario de prix élevé

Vapeur de combustibles fossiles										
Charbon	6426,0	6809,0	6809,0	6809,0	7215,0	7215,0	7898,0	9323,0	10686,0	12267,0
Pétrole	28,0	28,0	28,0	28,0	28,0	28,0	23,0	23,0	23,0	23,0
Gaz	1570,0	1570,0	1580,0	1580,0	1430,0	1430,0	1350,0	1380,0	1140,0	1150,0
Combustibles multiples	,0	,0	,0	,0	,0	,0	,0	,0	,0	,0
Autres	91,0	157,0	157,0	157,0	157,0	174,0	174,0	274,0	344,0	344,0
Autres combustibles fossiles										
Turbines à gaz	691,0	634,0	719,0	719,0	809,0	809,0	792,0	1077,0	1384,0	1828,0
Combustion interne	82,0	85,0	85,0	85,0	85,0	85,0	85,0	85,0	85,0	85,0
Nucléaire	,0	,0	,0	,0	,0	,0	,0	,0	,0	,0
Hydroélectricité										
Réserve pompée	4871,0	5123,0	5123,0	5123,0	5123,0	5251,0	5635,0	6793,0	7703,0	8053,0
Capacité installée totale	13759,0	14406,0	14501,0	14501,0	14847,0	14992,0	15957,0	18955,0	21365,0	23750,0
Achats[a]	300,0	600,0	600,0	600,0	600,0	600,0	600,0	500,0	600,0	600,0
Capacité disponible	14059,0	15006,0	15101,0	15101,0	15447,0	15592,0	16557,0	19455,0	21965,0	24350,0
Ventes (exportation)	7,0	,0	,0	,0	,0	,0	,0	500,0	1050,0	1050,0
Demande de pointe intérieure	10582,0	11135,0	11618,0	12015,0	12326,0	12676,0	13042,0	15529,0	17549,0	19582,0
Demande de pointe du réseau	10589,0	11135,0	11618,0	12015,0	12326,0	12676,0	13042,0	16029,0	18599,0	20632,0
Capacité restante	3470,0	3871,0	3483,0	3086,0	3121,0	2916,0	3515,0	3426,0	3366,0	3718,0
% de demande de pointe du réseau	32,8	34,8	30,0	25,7	25,3	23,0	27,0	21,4	18,1	18,0

[a] Comprennent les importations et les ventes de capacité nettes entre les provinces et la capacité attribuée aux systèmes interconnectés.

Tableau A4-4 (suite)
Capacité de production par type de combustible - Canada, provinces et territoires

Mégawatts — **Colombie - Britannique**

Scénario de prix bas

Type de capacité	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1995	2000	2005
Vapeur de combustibles fossiles										
Charbon										
Pétrole	138,0	125,0	125,0	125,0	125,0	125,0	125,0	125,0	125,0	125,0
Gaz	1040,0	1026,0	1026,0	1026,0	1030,0	1030,0	1030,0	1035,0	1035,0	1035,0
Combustibles multiples	,0	,0	,0	,0	,0	,0	,0	,0	,0	,0
Autres	224,0	224,0	224,0	224,0	230,0	230,0	230,0	250,0	250,0	250,0
Autres combustibles fossiles										
Turbines à gaz	172,0	172,0	172,0	172,0	172,0	172,0	172,0	172,0	172,0	172,0
Combustion interne	79,0	79,0	79,0	79,0	79,0	79,0	79,0	79,0	79,0	79,0
Nucléaire										
Hydroélectricité										
Réserve pompée	11147,0	11218,0	11218,0	11218,0	11218,0	11218,0	11218,0	12208,0	13586,0	14886,0
Capacité installée totale	12800,0	12844,0	12844,0	12844,0	12854,0	12854,0	12854,0	13869,0	15247,0	16547,0
Achats[a]										
Capacité disponible	12800,0	12844,0	12844,0	12844,0	12854,0	12854,0	12854,0	13869,0	15247,0	16547,0
Ventes (exportation)	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	832,0	832,0	832,0
Demande de pointe intérieure	8250,0	8611,0	9216,0	9310,0	9495,0	9664,0	9788,0	10334,0	11603,0	13101,0
Demande de pointe du réseau	8257,0	8618,0	9223,0	9317,0	9502,0	9671,0	9795,0	11166,0	12435,0	13933,0
Capacité restante	4543,0	4226,0	3621,0	3527,0	3352,0	3183,0	3059,0	2703,0	2812,0	2614,0
% de demande de pointe du réseau	55,0	49,0	39,3	37,9	35,3	32,9	31,2	24,2	22,6	18,8

Scénario de prix élevé

Vapeur de combustibles fossiles										
Charbon										
Pétrole	138,0	125,0	125,0	125,0	125,0	125,0	125,0	125,0	125,0	125,0
Gaz	1040,0	1026,0	1026,0	1026,0	1030,0	1030,0	1030,0	1035,0	1035,0	1035,0
Combustibles multiples	,0	,0	,0	,0	,0	,0	,0	,0	,0	,0
Autres	224,0	224,0	224,0	224,0	230,0	230,0	230,0	250,0	250,0	250,0
Autres combustibles fossiles										
Turbines à gaz	172,0	172,0	172,0	172,0	172,0	172,0	172,0	172,0	172,0	172,0
Combustion interne	79,0	79,0	79,0	79,0	79,0	79,0	79,0	79,0	79,0	79,0
Nucléaire										
Hydroélectricité										
Réserve pompée	11147,0	11218,0	11218,0	11218,0	11218,0	11218,0	11218,0	12208,0	12328,0	13586,0
Capacité installée totale	12800,0	12844,0	12844,0	12844,0	12854,0	12854,0	12854,0	13869,0	13989,0	15247,0
Achats[a]										
Capacité disponible	12800,0	12844,0	12844,0	12844,0	12854,0	12854,0	12854,0	13869,0	13989,0	15247,0
Ventes (exportation)	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	832,0	832,0	832,0
Demande de pointe intérieure	8250,0	8611,0	9163,0	9159,0	9270,0	9371,0	9416,0	9780,0	10740,0	11730,0
Demande de pointe du réseau	8257,0	8618,0	9170,0	9166,0	9277,0	9378,0	9423,0	10612,0	11572,0	12562,0
Capacité restante	4543,0	4226,0	3674,0	3678,0	3577,0	3476,0	3431,0	3257,0	2417,0	2685,0
% de demande de pointe du réseau	55,0	49,0	40,1	40,1	38,6	37,1	36,4	30,7	20,9	21,4

[a] Comprennent les importations et les ventes de capacité nettes entre les provinces et la capacité attribuée aux systèmes interconnectés.

Tableau A4-4 (suite)
Capacité de production par type de combustible - Canada, provinces et territoires

Yukon

Scénario de prix bas

Type de capacité	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1995	2000	2005
Vapeur de combustibles fossiles										
Charbon										
Pétrole										
Gaz										
Combustibles multiples										
Autres										
Autres combustibles fossiles										
Turbines à gaz										
Combustion interne	42,0	42,0	42,0	42,0	42,0	42,0	42,0	42,0	42,0	42,0
Nucléaire										
Hydroélectricité										
Réserve pompée	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0
Capacité installée totale	122,0	122,0	122,0	122,0	122,0	122,0	122,0	122,0	122,0	122,0
Achats[a]										
Capacité disponible	122,0	122,0	122,0	122,0	122,0	122,0	122,0	122,0	122,0	122,0
Ventes (exportation)										
Demande de pointe intérieure	53,0	45,0	45,0	45,0	46,0	46,0	46,0	47,0	48,0	49,0
Demande de pointe du réseau	53,0	45,0	45,0	45,0	46,0	46,0	46,0	47,0	48,0	49,0
Capacité restante	69,0	77,0	77,0	77,0	76,0	76,0	76,0	75,0	74,0	73,0
% de demande de pointe du réseau	130,2	171,1	171,1	171,1	165,2	165,2	165,2	159,6	154,2	149,0

Scénario de prix élevé

Vapeur de combustibles fossiles										
Charbon										
Pétrole										
Gaz										
Combustibles multiples										
Autres										
Autres combustibles fossiles										
Turbines à gaz										
Combustion interne	42,0	42,0	42,0	42,0	42,0	42,0	42,0	42,0	42,0	42,0
Nucléaire										
Hydroélectricité										
Réserve pompée	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0
Capacité installée totale	122,0	122,0	122,0	122,0	122,0	122,0	122,0	122,0	122,0	122,0
Achats[a]										
Capacité disponible	122,0	122,0	122,0	122,0	122,0	122,0	122,0	122,0	122,0	122,0
Ventes (exportation)										
Demande de pointe intérieure	53,0	42,0	43,0	43,0	44,0	45,0	46,0	51,0	56,0	62,0
Demande de pointe du réseau	53,0	42,0	43,0	43,0	44,0	45,0	46,0	51,0	56,0	62,0
Capacité restante	69,0	80,0	79,0	79,0	78,0	77,0	76,0	71,0	66,0	60,0
% de demande de pointe du réseau	130,2	190,5	183,7	183,7	177,3	171,1	165,2	139,2	117,9	96,8

[a] Comprennent les importations et les ventes de capacité nettes entre les provinces et la capacité attribuée aux systèmes interconnectés.

Tableau A4-4 (suite)
Capacité de production par type de combustible · Canada, provinces et territoires

Mégawatts

Territoires du Nord - Ouest

Scénario de prix bas

Type de capacité	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1995	2000	2005
Vapeur de combustibles fossiles										
Charbon										
Pétrole										
Gaz										
Combustibles multiples										
Autres										
Autres combustibles fossiles										
Turbines à gaz										
Combustion interne	148,0	148,0	148,0	148,0	148,0	148,0	148,0	148,0	155,0	176,0
Nucléaire										
Hydroélectricité										
Réserve pompée	43,0	43,0	43,0	43,0	43,0	43,0	43,0	43,0	43,0	53,0
Capacité installée totale	191,0	191,0	191,0	191,0	191,0	191,0	191,0	191,0	198,0	229,0
Achats[a]										
Capacité disponible	191,0	191,0	191,0	191,0	191,0	191,0	191,0	191,0	198,0	229,0
Ventes (exportation)										
Demande de pointe intérieure	193,0	128,0	124,0	122,0	129,0	133,0	134,0	149,0	167,0	190,0
Demande de pointe du réseau	193,0	128,0	124,0	122,0	129,0	133,0	134,0	149,0	167,0	190,0
Capacité restante	-2,0	63,0	67,0	69,0	62,0	58,0	57,0	42,0	31,0	39,0
% de demande de pointe du réseau	-1,0	49,2	54,0	56,6	48,1	43,6	42,5	28,2	18,6	20,5

Scénario de prix élevé

Vapeur de combustibles fossiles										
Charbon										
Pétrole										
Gaz										
Combustibles multiples										
Autres										
Autres combustibles fossiles										
Turbines à gaz										
Combustion interne	148,0	148,0	148,0	148,0	148,0	148,0	148,0	148,0	148,0	176,0
Nucléaire										
Hydroélectricité										
Réserve pompée	43,0	43,0	43,0	43,0	43,0	43,0	43,0	43,0	43,0	43,0
Capacité installée totale	191,0	191,0	191,0	191,0	191,0	191,0	191,0	191,0	191,0	219,0
Achats[a]										
Capacité disponible	191,0	191,0	191,0	191,0	191,0	191,0	191,0	191,0	191,0	219,0
Ventes (exportation)										
Demande de pointe intérieure	193,0	124,0	122,0	123,0	126,0	128,0	131,0	146,0	163,0	183,0
Demande de pointe du réseau	193,0	124,0	122,0	123,0	126,0	128,0	131,0	146,0	163,0	183,0
Capacité restante	-2,0	67,0	69,0	68,0	65,0	63,0	60,0	45,0	28,0	36,0
% de demande de pointe du réseau	-1,0	54,0	56,6	55,3	51,6	49,2	45,8	30,8	17,2	19,7

[a] Comprennent les importations et les ventes de capacité nettes entre les provinces et la capacité attribuée aux systèmes interconnectés.

Tableau A4-4 (suite)
Capacité de production par type de combustible - Canada, provinces et territoires

Mégawatts

Colombie - Britannique, Yukon, Territoires du Nord - Ouest

Scénario de prix bas

Type de capacité	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1995	2000	2005
Vapeur de combustibles fossiles										
Charbon	,0	,0	,0	,0	,0	,0	,0	,0	,0	,0
Pétrole	138,0	125,0	125,0	125,0	125,0	125,0	125,0	125,0	125,0	125,0
Gaz	1040,0	1026,0	1026,0	1026,0	1030,0	1030,0	1030,0	1035,0	1035,0	1035,0
Combustibles multiples	,0	,0	,0	,0	,0	,0	,0	,0	,0	,0
Autres	224,0	224,0	224,0	224,0	230,0	230,0	230,0	250,0	250,0	250,0
Autres combustibles fossiles										
Turbines à gaz	172,0	172,0	172,0	172,0	172,0	172,0	172,0	172,0	172,0	172,0
Combustion interne	269,0	269,0	269,0	269,0	269,0	269,0	269,0	269,0	276,0	297,0
Nucléaire										
Hydroélectricité										
Réserve pompée	11270,0	11341,0	11341,0	11341,0	11341,0	11341,0	11341,0	12331,0	13709,0	15019,0
Capacité installée totale	13113,0	13157,0	13157,0	13157,0	13167,0	13167,0	13167,0	14182,0	15567,0	16898,0
Achats[a]	,0	,0	,0	,0	,0	,0	,0	,0	,0	,0
Capacité disponible	13113,0	13157,0	13157,0	13157,0	13167,0	13167,0	13167,0	14182,0	15567,0	16898,0
Ventes (exportation)	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	832,0	832,0	832,0
Demande de pointe intérieure	8496,0	8784,0	9385,0	9477,0	9670,0	9843,0	9968,0	10530,0	11818,0	13340,0
Demande de pointe du réseau	8503,0	8791,0	9392,0	9484,0	9677,0	9850,0	9975,0	11362,0	12650,0	14172,0
Capacité restante	4610,0	4366,0	3765,0	3673,0	3490,0	3317,0	3192,0	2820,0	2917,0	2726,0
% de demande de pointe du réseau	54,2	49,7	40,1	38,7	36,1	33,7	32,0	24,8	23,1	19,2

Scénario de prix élevé

Vapeur de combustibles fossiles										
Charbon	,0	,0	,0	,0	,0	,0	,0	,0	,0	,0
Pétrole	138,0	125,0	125,0	125,0	125,0	125,0	125,0	125,0	125,0	125,0
Gaz	1040,0	1026,0	1026,0	1026,0	1030,0	1030,0	1030,0	1035,0	1035,0	1035,0
Combustibles multiples	,0	,0	,0	,0	,0	,0	,0	,0	,0	,0
Autres	224,0	224,0	224,0	224,0	230,0	230,0	230,0	250,0	250,0	250,0
Autres combustibles fossiles										
Turbines à gaz	172,0	172,0	172,0	172,0	172,0	172,0	172,0	172,0	172,0	172,0
Combustion interne	269,0	269,0	269,0	269,0	269,0	269,0	269,0	269,0	269,0	297,0
Nucléaire	,0	,0	,0	,0	,0	,0	,0	,0	,0	,0
Hydroélectricité										
Réserve pompée	11270,0	11341,0	11341,0	11341,0	11341,0	11341,0	11341,0	12331,0	12451,0	13709,0
Capacité installée totale	13113,0	13157,0	13157,0	13157,0	13167,0	13167,0	13167,0	14182,0	14302,0	15588,0
Achats[a]	,0	,0	,0	,0	,0	,0	,0	,0	,0	,0
Capacité disponible	13113,0	13157,0	13157,0	13157,0	13167,0	13167,0	13167,0	14182,0	14302,0	15588,0
Ventes (exportation)	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	832,0	832,0	832,0
Demande de pointe intérieure	8496,0	8777,0	9328,0	9325,0	9440,0	9544,0	9593,0	9977,0	10959,0	11975,0
Demande de pointe du réseau	8503,0	8784,0	9335,0	9332,0	9447,0	9551,0	9600,0	10809,0	11791,0	12807,0
Capacité restante	4610,0	4373,0	3822,0	3825,0	3720,0	3616,0	3567,0	3373,0	2511,0	2781,0
% de demande de pointe du réseau	54,2	49,8	40,9	41,0	39,4	37,9	37,2	31,2	21,3	21,7

[a] Comprennent les importations et les ventes de capacité nettes entre les provinces et la capacité attribuée aux systèmes interconnectés.

Tableau A4-5
Production d'énergie par type de combustible - Canada, provinces et territoires

Térawatt-heures	Canada									
	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1995	2000	2005
	Scénario de prix bas									
Type de production										
Vapeur alimentée au charbon										
-bitumineux	11,0	13,1	10,5	10,7	10,7	10,7	13,7	21,5	27,0	32,6
-subbitumineux	57,1	49,1	51,0	48,7	42,1	43,2	42,3	50,6	75,6	91,9
-lignite	10,7	10,8	9,0	9,3	9,5	10,0	10,1	11,6	13,9	17,1
Vapeur alimentée au pétrole										
-léger	,2	,1	,0	,0	,0	,0	,0	,0	,0	,0
-lourd	5,3	6,1	6,5	6,7	7,5	8,2	5,9	4,2	4,1	8,3
Vapeur alimentée au gaz naturel	3,0	4,0	3,0	3,3	3,4	3,2	3,5	4,5	4,9	5,7
Turbines à gaz										
-pétrole léger	,2	,2	,0	,0	,0	,0	,1	,2	,2	,9
-gaz naturel	2,5	2,5	2,1	2,1	2,2	2,3	2,3	2,5	2,7	3,0
Combustion interne										
-pétrole diesel	,7	,6	1,0	1,0	1,0	1,1	1,1	1,2	1,3	1,4
Nucléaire	49,2	57,1	64,6	74,1	87,2	93,3	99,5	111,9	111,7	124,8
Hydroélectricité	283,3	300,7	313,1	323,1	326,0	321,7	328,0	355,9	392,5	428,1
Autres	2,2	2,3	2,4	2,5	2,6	2,8	2,9	3,9	4,5	4,7
Production totale d'énergie	425,4	446,4	463,3	481,5	492,2	496,5	509,4	567,9	638,4	718,6
Consommation totale intérieure	386,3	405,8	423,8	434,5	446,4	448,1	456,5	515,6	582,4	668,6
Exportations (nettes)	39,1	40,7	39,5	47,0	45,7	48,4	53,0	52,3	56,0	50,1
	Scénario de prix élevé									
Vapeur alimentée au charbon										
-bitumineux	11,0	13,1	10,3	10,5	10,5	10,6	13,5	21,1	24,5	28,9
-subbitumineux	57,1	49,1	51,4	48,1	41,9	41,3	41,8	54,3	78,7	92,3
-lignite	10,7	10,8	9,0	9,4	9,7	10,2	10,5	12,5	15,1	17,7
Vapeur alimentée au pétrole										
-léger	,2	,1	,0	,0	,0	,0	,0	,0	,0	,0
-lourd	5,3	6,1	6,6	7,1	7,7	8,6	6,6	3,4	3,8	4,4
Vapeur alimentée au gaz naturel	3,0	4,0	3,2	3,7	4,0	3,5	3,9	4,9	5,6	5,3
Turbines à gaz										
-pétrole léger	,2	,2	,0	,0	,1	,1	,2	,1	,2	,6
-gaz naturel	2,5	2,5	2,1	2,2	2,2	2,3	2,4	2,7	2,7	2,9
Combustion interne										
-pétrole diesel	,7	,6	1,0	1,0	1,0	1,0	1,1	1,2	1,2	1,4
Nucléaire	49,2	57,1	64,9	74,3	87,4	93,6	99,8	112,1	112,0	131,6
Hydroélectricité	283,3	300,7	315,9	323,8	326,9	322,1	328,6	356,3	383,4	417,9
Autres	2,2	2,3	2,4	2,5	2,6	2,8	2,9	3,9	4,5	4,7
Production totale d'énergie	425,4	446,4	466,8	482,5	493,9	496,1	511,3	572,5	631,7	707,7
Consommation totale intérieure	386,3	405,8	423,8	432,3	442,3	443,2	451,5	509,5	574,3	652,8
Exportations (nettes)	39,1	40,7	43,6	50,2	51,7	52,9	59,8	63,0	57,4	54,9

Tableau A4-5 (suite)
Production d'énergie par type de combustible - Canada, provinces et territoires

Gigawatt-heures	Terre - Neuve									
	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1995	2000	2005
	Scénario de prix bas									
Type de production										
Vapeur alimentée au charbon										
-bitumineux										
-subbitumineux										
-lignite										
Vapeur alimentée au pétrole										
-léger										
-lourd	781,0	1746,0	697,0	793,0	833,0	913,0	1305,0	770,0	142,0	186,0
Vapeur alimentée au gaz naturel										
Turbines à gaz										
-pétrole léger	1,0	,0	36,0	40,0	42,0	45,0	70,0	59,0	2,0	2,0
-gaz naturel										
Combustion interne										
-pétrole diesel	92,0	1,0	35,0	37,0	37,0	38,0	45,0	30,0	25,0	25,0
Nucléaire										
Hydroélectricité	44775,0	39640,0	45189,0	45270,0	45290,0	45348,0	45501,0	47343,0	56715,0	56743,0
Autres	,0	,0	,0	,0	,0	,0	,0	10,0	35,0	80,0
Production totale d'énergie	45649,0	41387,0	45957,0	46140,0	46202,0	46344,0	46921,0	48212,0	56919,0	57036,0
Consommation totale intérieure	9636,0	8857,0	10116,0	10303,0	10370,0	10516,0	11098,0	11811,0	12840,0	15480,0
Transferts interprovinciaux (nets)	36013,0	32505,0	35841,0	35837,0	35832,0	35828,0	35823,0	36452,0	44058,0	41556,0
Exportations (nettes)										
	Scénario de prix élevé									
Vapeur alimentée au charbon										
-bitumineux										
-subbitumineux										
-lignite										
Vapeur alimentée au pétrole										
-léger										
-lourd	781,0	1746,0	672,0	834,0	1223,0	1636,0	2436,0	320,0	228,0	651,0
Vapeur alimentée au gaz naturel										
Turbines à gaz										
-pétrole léger	1,0	,0	36,0	42,0	57,0	78,0	211,0	9,0	2,0	86,0
-gaz naturel										
Combustion interne										
-pétrole diesel	92,0	1,0	36,0	38,0	42,0	47,0	59,0	25,0	25,0	28,0
Nucléaire										
Hydroélectricité	44775,0	39640,0	45306,0	45426,0	45488,0	45488,0	45488,0	51096,0	56749,0	56761,0
Autres	,0	,0	,0	,0	,0	,0	,0	10,0	35,0	80,0
Production totale d'énergie	45649,0	41387,0	46050,0	46340,0	46810,0	47249,0	48194,0	51460,0	57039,0	57606,0
Consommation totale intérieure	9636,0	8857,0	10209,0	10503,0	10978,0	11421,0	12371,0	13159,0	16460,0	19650,0
Transferts interprovinciaux (nets)	36013,0	32505,0	35791,0	35787,0	35782,0	35778,0	35823,0	38251,0	40529,0	37906,0
Exportations (nettes)										

Tableau A4-5 (suite)
Production d'énergie par type de combustible - Canada, provinces et territoires

Gigawatt-heures	Nouvelle - Ecosse									
	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1995	2000	2005
	Scénario de prix bas									
Type de production										
Vapeur alimentée au charbon										
-bitumineux	4878,0	5440,0	5490,0	5521,0	5525,0	5580,0	6185,0	6699,0	8586,0	10546,0
-subbitumineux										
-lignite										
Vapeur alimentée au pétrole										
-léger	12,0	12,0	,0	,0	,0	,0	,0	,0	,0	,0
-lourd	1303,0	1031,0	1077,0	1144,0	1158,0	1299,0	762,0	1645,0	1625,0	1764,0
Vapeur alimentée au gaz naturel										
Turbines à gaz										
-pétrole léger	,0	2,0	,0	,0	,0	1,0	2,0	112,0	173,0	329,0
-gaz naturel										
Combustion interne										
-pétrole diesel										
Nucléaire										
Hydroélectricité	1034,0	908,0	1072,0	1072,0	1072,0	1072,0	1072,0	1072,0	1072,0	1072,0
Autres	8,0	117,0	101,0	103,0	105,0	107,0	109,0	125,0	135,0	128,0
Production totale d'énergie	7235,0	7510,0	7740,0	7840,0	7860,0	8059,0	8130,0	9653,0	11591,0	13839,0
Consommation totale intérieure	7266,0	7640,0	7940,0	8040,0	8060,0	8259,0	8330,0	9853,0	11791,0	14039,0
Transferts interprovinciaux (nets)	-31,0	-130,0	-200,0	-200,0	-200,0	-200,0	-200,0	-200,0	-200,0	-200,0
Exportations (nettes)										
	Scénario de prix élevé									
Vapeur alimentée au charbon										
-bitumineux	4878,0	5440,0	5484,0	5498,0	5484,0	5547,0	6076,0	6668,0	7764,0	9684,0
-subbitumineux										
-lignite										
Vapeur alimentée au pétrole										
-léger	12,0	12,0	,0	,0	,0	,0	,0	,0	,0	,0
-lourd	1303,0	1031,0	1063,0	1097,0	1069,0	1164,0	653,0	1485,0	1836,0	1798,0
Vapeur alimentée au gaz naturel										
Turbines à gaz										
-pétrole léger	,0	2,0	,0	,0	,0	,0	,0	79,0	166,0	256,0
-gaz naturel										
Combustion interne										
-pétrole diesel										
Nucléaire										
Hydroélectricité	1034,0	908,0	1072,0	1072,0	1072,0	1072,0	1072,0	1072,0	1072,0	1072,0
Autres	8,0	117,0	101,0	103,0	105,0	107,0	109,0	125,0	135,0	128,0
Production totale d'énergie	7235,0	7510,0	7720,0	7770,0	7730,0	7890,0	7910,0	9429,0	10973,0	12938,0
Consommation totale intérieure	7266,0	7640,0	7920,0	7970,0	7930,0	8090,0	8110,0	9629,0	11173,0	13138,0
Transferts interprovinciaux (nets)	-31,0	-130,0	-200,0	-200,0	-200,0	-200,0	-200,0	-200,0	-200,0	-200,0
Exportations (nettes)										

Tableau A4-5 (suite)
Production d'énergie par type de combustible - Canada, provinces et territoires

Gigawatt-heures	Ile - du - Prince - Edouard									
	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1995	2000	2005
					Scénario de prix bas					
Type de production										
Vapeur alimentée au charbon										
-bitumineux										
-subbitumineux										
-lignite										
Vapeur alimentée au pétrole										
-léger										
-lourd	1,0	1,0	5,0	4,0	4,0	4,0	5,0	5,0	5,0	5,0
Vapeur alimentée au gaz naturel										
Turbines à gaz										
-pétrole léger										
-gaz naturel										
Combustion interne										
-pétrole diesel	1,0	1,0	,0	,0	,0	,0	,0	,0	,0	,0
Nucléaire										
Hydroélectricité										
Autres										
Production totale d'énergie	2,0	2,0	5,0	4,0	4,0	4,0	5,0	5,0	5,0	5,0
Consommation totale intérieure	552,0	576,0	600,0	619,0	629,0	639,0	660,0	730,0	800,0	880,0
Transferts interprovinciaux (nets)	-550,0	-574,0	-595,0	-615,0	-625,0	-635,0	-655,0	-725,0	-795,0	-875,0
Exportations (nettes)										
					Scénario de prix élevé					
Vapeur alimentée au charbon										
-bitumineux										
-subbitumineux										
-lignite										
Vapeur alimentée au pétrole										
-léger										
-lourd	1,0	1,0	5,0	4,0	4,0	4,0	4,0	3,0	2,0	1,0
Vapeur alimentée au gaz naturel										
Turbines à gaz										
-pétrole léger										
-gaz naturel										
Combustion interne										
-pétrole diesel	1,0	1,0	,0	,0	,0	,0	,0	,0	,0	,0
Nucléaire										
Hydroélectricité										
Autres										
Production totale d'énergie	2,0	2,0	5,0	4,0	4,0	4,0	4,0	3,0	2,0	1,0
Consommation totale intérieure	552,0	576,0	600,0	609,0	629,0	639,0	660,0	740,0	820,0	890,0
Transferts interprovinciaux (nets)	-550,0	-574,0	-595,0	-605,0	-625,0	-635,0	-656,0	-737,0	-818,0	-889,0
Exportations (nettes)										

Tableau A4-5 (suite)
Production d'énergie par type de combustible - Canada, provinces et territoires

Gigawatt-heures	Nouveau - Brunswick									
	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1995	2000	2005
	Scénario de prix bas									
Type de production										
Vapeur alimentée au charbon										
-bitumineux	1594,0	1021,0	2142,0	2296,0	2296,0	2296,0	4644,0	11909,0	15466,0	19172,0
-subbitumineux										
-lignite										
Vapeur alimentée au pétrole										
-léger	17,0	12,0	,0	,0	,0	,0	,0	,0	,0	,0
-lourd	2367,0	2435,0	3820,0	3770,0	4521,0	4957,0	2774,0	781,0	682,0	717,0
Vapeur alimentée au gaz naturel										
Turbines à gaz										
-pétrole léger	,0	,0	,0	,0	,0	1,0	1,0	68,0	58,0	87,0
-gaz naturel										
Combustion interne										
-pétrole diesel										
Nucléaire	5007,0	5428,0	4503,0	4503,0	4503,0	4503,0	4503,0	4503,0	4503,0	4503,0
Hydroélectricité	3121,0	2258,0	2806,0	2806,0	2806,0	2806,0	2806,0	2806,0	2806,0	2806,0
Autres	289,0	268,0	297,0	349,0	351,0	353,0	354,0	361,0	365,0	365,0
Production totale d'énergie	12395,0	11422,0	13568,0	13724,0	14477,0	14916,0	15082,0	20428,0	23880,0	27650,0
Consommation totale intérieure	10515,0	9839,0	11480,0	11616,0	12359,0	12788,0	12934,0	15458,0	18440,0	22030,0
Transferts interprovinciaux (nets)	-3759,0	-4668,0	-5205,0	-5185,0	-5175,0	-5165,0	-5145,0	-2075,0	-3005,0	-2925,0
Exportations (nettes)	5639,0	6215,0	7293,0	7293,0	7293,0	7293,0	7293,0	7043,0	8443,0	8545,0
	Scénario de prix élevé									
Vapeur alimentée au charbon										
-bitumineux	1594,0	1021,0	1995,0	2151,0	2151,0	2151,0	4527,0	11505,0	13791,0	16284,0
-subbitumineux										
-lignite										
Vapeur alimentée au pétrole										
-léger	17,0	12,0	,0	,0	,0	,0	,0	,0	,0	,0
-lourd	2367,0	2435,0	3948,0	4186,0	4438,0	4767,0	2468,0	646,0	671,0	898,0
Vapeur alimentée au gaz naturel										
Turbines à gaz										
-pétrole léger	,0	,0	,0	,0	,0	,0	,0	52,0	74,0	254,0
-gaz naturel										
Combustion interne										
-pétrole diesel										
Nucléaire	5007,0	5428,0	4745,0	4745,0	4745,0	4745,0	4745,0	4745,0	4745,0	4745,0
Hydroélectricité	3121,0	2258,0	2879,0	2879,0	2879,0	2879,0	2879,0	2879,0	2879,0	2879,0
Autres	289,0	268,0	297,0	349,0	351,0	353,0	354,0	361,0	365,0	365,0
Production totale d'énergie	12395,0	11422,0	13864,0	14310,0	14564,0	14895,0	14973,0	20188,0	22525,0	25425,0
Consommation totale intérieure	10515,0	9839,0	11444,0	11880,0	12114,0	12435,0	12492,0	15053,0	17109,0	20138,0
Transferts interprovinciaux (nets)	-3759,0	-4668,0	-5800,0	5195,0	-5175,0	-5165,0	-5144,0	-3063,0	-2982,0	-2911,0
Exportations (nettes)	5639,0	6215,0	8220,0	7625,0	7625,0	7625,0	7625,0	8198,0	8398,0	8198,0

Tableau A4-5 (suite)
Production d'énergie par type de combustible - Canada, provinces et territoires

Gigawatt-heures — **Atlantique**

Type de production	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1995	2000	2005
Scénario de prix bas										
Vapeur alimentée au charbon										
-bitumineux	6472,0	6461,0	7632,0	7817,0	7821,0	7876,0	10829,0	18608,0	24052,0	29718,0
-subbitumineux	,0	,0	,0	,0	,0	,0	,0	,0	,0	,0
-lignite	,0	,0	,0	,0	,0	,0	,0	,0	,0	,0
Vapeur alimentée au pétrole										
-léger	29,0	24,0	,0	,0	,0	,0	,0	,0	,0	,0
-lourd	4452,0	5213,0	5599,0	5711,0	6516,0	7173,0	4846,0	3201,0	2454,0	2672,0
Vapeur alimentée au gaz naturel	,0	,0	,0	,0	,0	,0	,0	,0	,0	,0
Turbines à gaz										
-pétrole léger	1,0	2,0	36,0	40,0	42,0	47,0	72,0	239,0	233,0	418,0
-gaz naturel	,0	,0	,0	,0	,0	,0	,0	,0	,0	,0
Combustion interne										
-pétrole diesel	93,0	2,0	35,0	37,0	37,0	38,0	45,0	30,0	25,0	25,0
Nucléaire	5007,0	5428,0	4503,0	4503,0	4503,0	4503,0	4503,0	4503,0	4503,0	4503,0
Hydroélectricité	48930,0	42806,0	49067,0	49148,0	49168,0	49226,0	49379,0	51221,0	60593,0	60621,0
Autres	297,0	385,0	398,0	452,0	456,0	460,0	463,0	496,0	535,0	573,0
Production totale d'énergie	65281,0	60321,0	67270,0	67708,0	68543,0	69323,0	70138,0	78298,0	92395,0	98530,0
Consommation totale intérieure	27969,0	26912,0	30136,0	30578,0	31418,0	32202,0	33022,0	37852,0	43871,0	52429,0
Exportations (nettes)	5639,0	6215,0	7293,0	7293,0	7293,0	7293,0	7293,0	7043,0	8443,0	8545,0
Scénario de prix élevé										
Vapeur alimentée au charbon										
-bitumineux	6472,0	6461,0	7479,0	7649,0	7635,0	7698,0	10603,0	18173,0	21555,0	25968,0
-subbitumineux	,0	,0	,0	,0	,0	,0	,0	,0	,0	,0
-lignite	,0	,0	,0	,0	,0	,0	,0	,0	,0	,0
Vapeur alimentée au pétrole										
-léger	29,0	24,0	,0	,0	,0	,0	,0	,0	,0	,0
-lourd	4452,0	5213,0	5688,0	6121,0	6734,0	7571,0	5561,0	2454,0	2737,0	3348,0
Vapeur alimentée au gaz naturel	,0	,0	,0	,0	,0	,0	,0	,0	,0	,0
Turbines à gaz										
-pétrole léger	1,0	2,0	36,0	42,0	57,0	78,0	211,0	140,0	242,0	596,0
-gaz naturel	,0	,0	,0	,0	,0	,0	,0	,0	,0	,0
Combustion interne										
-pétrole diesel	93,0	2,0	36,0	38,0	42,0	47,0	59,0	25,0	25,0	28,0
Nucléaire	5007,0	5428,0	4745,0	4745,0	4745,0	4745,0	4745,0	4745,0	4745,0	4745,0
Hydroélectricité	48930,0	42806,0	49257,0	49377,0	49439,0	49439,0	49439,0	55047,0	60700,0	60712,0
Autres	297,0	385,0	398,0	452,0	456,0	460,0	463,0	496,0	535,0	573,0
Production totale d'énergie	65281,0	60321,0	67639,0	68424,0	69108,0	70038,0	71081,0	81080,0	90539,0	95970,0
Consommation totale intérieure	27969,0	26912,0	30173,0	30962,0	31651,0	32585,0	33633,0	38581,0	45562,0	53816,0
Exportations (nettes)	5639,0	6215,0	8220,0	7625,0	7625,0	7625,0	7625,0	6875,0	8398,0	7875,0

Tableau A4-5 (suite)
Production d'énergie par type de combustible - Canada, provinces et territoires

Gigawatt-heures	Québec									
	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1995	2000	2005
	Scénario de prix bas									
Type de production										
Vapeur alimentée au charbon										
-bitumineux										
-subbitumineux										
-lignite										
Vapeur alimentée au pétrole										
-léger										
-lourd	29,0	19,0	30,0	30,0	30,0	60,0	60,0	50,0	239,0	1208,0
Vapeur alimentée au gaz naturel										
Turbines à gaz										
-pétrole léger										
-gaz naturel										
Combustion interne										
-pétrole diesel	192,0	199,0	192,0	192,0	225,0	225,0	225,0	282,0	300,0	336,0
Nucléaire	3422,0	3209,0	4415,0	4415,0	4415,0	4415,0	4415,0	4415,0	4415,0	4415,0
Hydroélectricité[a]	118535,0	133298,0	140572,0	150496,0	153328,0	148952,0	154137,0	166242,0	179907,0	206455,0
Autres	,0	,0	20,0	20,0	20,0	40,0	40,0	50,0	50,0	50,0
Production totale d'énergie	122178,0	136725,0	145229,0	155153,0	158018,0	153692,0	158877,0	171039,0	184911,0	212464,0
Consommation totale intérieure	135310,0	145797,0	151520,0	155440,0	159300,0	153970,0	157650,0	178790,0	201540,0	230370,0
Transferts interprovinciaux (nets)	-24374,0	-18625,0	-21341,0	-23837,0	-24832,0	-26828,0	-27832,0	-31452,0	-37058,0	-34556,0
Exportations (nettes)	11242,0	9603,0	15120,0	23550,0	23550,0	26550,0	29050,0	23650,0	20450,0	16650,0
	Scénario de prix élevé									
Vapeur alimentée au charbon										
-bitumineux										
-subbitumineux										
-lignite										
Vapeur alimentée au pétrole										
-léger										
-lourd	29,0	19,0	30,0	30,0	30,0	60,0	60,0	50,0	50,0	50,0
Vapeur alimentée au gaz naturel										
Turbines à gaz										
-pétrole léger										
-gaz naturel										
Combustion interne										
-pétrole diesel	192,0	199,0	192,0	192,0	225,0	225,0	225,0	282,0	300,0	336,0
Nucléaire	3422,0	3209,0	4415,0	4415,0	4415,0	4415,0	4415,0	4415,0	4415,0	4415,0
Hydroélectricité[a]	118535,0	133298,0	143242,0	151026,0	154048,0	149192,0	154607,0	166292,0	177326,0	203083,0
Autres	,0	,0	20,0	20,0	20,0	40,0	40,0	50,0	50,0	50,0
Production totale d'énergie	122178,0	136725,0	147899,0	155683,0	158738,0	153932,0	159347,0	171089,0	182141,0	207934,0
Consommation totale intérieure	135310,0	145797,0	151190,0	153970,0	157020,0	151210,0	154620,0	174640,0	196070,0	221940,0
Transferts interprovinciaux (nets)	-24374,0	-18625,0	-21341,0	-23837,0	-23832,0	-23828,0	-26823,0	-32301,0	-33579,0	-30956,0
Exportations (nettes)	11242,0	9603,0	18050,0	25550,0	25550,0	26550,0	31550,0	28750,0	19650,0	16950,0

Nota: [a] La production hydroélectrique comprend les pertes attribuables aux réserves hydroélectriques pompées.

Tableau A4-5 (suite)
Production d'énergie par type de combustible - Canada, provinces et territoires

Gigawatt-heures	Ontario									
	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1995	2000	2005
	Scénario de prix bas									
Type de production										
Vapeur alimentée au charbon										
-bitumineux	3920,0	5945,0	2840,0	2850,0	2860,0	2870,0	2880,0	2900,0	2900,0	2900,0
-subbitumineux	31915,0	23134,0	23260,0	21052,0	14225,0	14619,0	12901,0	16606,0	38107,0	50645,0
-lignite	1485,0	1196,0	1000,0	1000,0	1000,0	1000,0	1000,0	1000,0	1000,0	1000,0
Vapeur alimentée au pétrole										
-léger	128,0	101,0	,0	,0	,0	,0	,0	,0	,0	,0
-lourd	162,0	171,0	150,0	240,0	240,0	306,0	306,0	306,0	847,0	3861,0
Vapeur alimentée au gaz naturel	413,0	439,0	500,0	722,0	788,0	788,0	788,0	876,0	963,0	963,0
Turbines à gaz										
-pétrole léger	10,0	8,0	6,0	,0	,0	,0	,0	,0	,0	445,0
-gaz naturel	921,0	850,0	1050,0	1080,0	1110,0	1140,0	1170,0	1320,0	1470,0	1714,0
Combustion interne										
-pétrole diesel	1,0	1,0	,0	,0	,0	,0	,0	,0	,0	,0
Nucléaire	40818,0	48458,0	55715,0	65183,0	78253,0	84427,0	90601,0	102949,0	102795,0	115915,0
Hydroélectricité	40698,0	41216,0	39904,0	39904,0	39904,0	39904,0	39904,0	43545,0	43645,0	43745,0
Autres	134,0	142,0	142,0	142,0	142,0	142,0	202,0	302,0	302,0	402,0
Production totale d'énergie	120605,0	121661,0	124567,0	132173,0	138522,0	145196,0	149752,0	169804,0	192029,0	221590,0
Consommation totale intérieure	118383,0	122224,0	127929,0	132899,0	138440,0	142599,0	144459,0	164339,0	185800,0	215710,0
Transferts interprovinciaux (nets)	-8235,0	-9427,0	-9507,0	-7107,0	-6107,0	-4107,0	-3107,0	-3207,0	-4307,0	-4307,0
Exportations (nettes)	10457,0	8864,0	6145,0	6381,0	6189,0	6704,0	8400,0	8672,0	10536,0	10187,0
	Scénario de prix élevé									
Vapeur alimentée au charbon										
-bitumineux	3920,0	5945,0	2840,0	2850,0	2860,0	2870,0	2880,0	2900,0	2900,0	2900,0
-subbitumineux	31915,0	23134,0	23050,0	19316,0	12455,0	10258,0	9524,0	14467,0	31729,0	40330,0
-lignite	1485,0	1196,0	1000,0	1000,0	1000,0	1000,0	1000,0	1000,0	1000,0	1000,0
Vapeur alimentée au pétrole										
-léger	128,0	101,0	,0	,0	,0	,0	,0	,0	,0	,0
-lourd	162,0	171,0	150,0	240,0	240,0	306,0	306,0	306,0	438,0	438,0
Vapeur alimentée au gaz naturel	413,0	439,0	500,0	722,0	788,0	788,0	788,0	876,0	963,0	963,0
Turbines à gaz										
-pétrole léger	10,0	8,0	,0	,0	,0	,0	,0	,0	,0	,0
-gaz naturel	921,0	850,0	1050,0	1080,0	1110,0	1140,0	1170,0	1320,0	1470,0	1500,0
Combustion interne										
-pétrole diesel	1,0	1,0	,0	,0	,0	,0	,0	,0	,0	,0
Nucléaire	40818,0	48458,0	55715,0	65183,0	78253,0	84427,0	90601,0	102949,0	102795,0	122475,0
Hydroélectricité	40698,0	41216,0	39904,0	39904,0	39904,0	39904,0	39904,0	40004,0	43645,0	43745,0
Autres	134,0	142,0	142,0	142,0	142,0	142,0	202,0	302,0	302,0	402,0
Production totale d'énergie	120605,0	121661,0	124351,0	130437,0	136752,0	140835,0	146375,0	164124,0	185242,0	213753,0
Consommation totale intérieure	118383,0	122224,0	127709,0	131109,0	135380,0	138709,0	140179,0	157609,0	177620,0	205440,0
Transferts interprovinciaux (nets)	-8235,0	-9427,0	9507,0	-7107,0	-7107,0	-7107,0	-4107,0	-3207,0	-4307,0	-4307,0
Exportations (nettes)	10457,0	8864,0	6149,0	6435,0	8479,0	9233,0	10303,0	9722,0	11929,0	12620,0

Tableau A4-5 (suite)
Production d'énergie par type de combustible - Canada, provinces et territoires

Gigawatt-heures	Manitoba									
	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1995	2000	2005
					Scénario de prix bas					
Type de production										
Vapeur alimentée au charbon										
-bitumineux										
-subbitumineux										
-lignite	148,0	266,0	56,0	196,0	233,0	356,0	133,0	265,0	144,0	607,0
Vapeur alimentée au pétrole										
-léger										
-lourd	20,0	20,0	25,0	25,0	25,0	25,0	15,0	15,0	15,0	15,0
Vapeur alimentée au gaz naturel	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	20,0	20,0	20,0	20,0
Turbines à gaz										
-pétrole léger										
-gaz naturel										
Combustion interne										
-pétrole diesel	53,0	55,0	58,0	58,0	58,0	58,0	58,0	58,0	58,0	58,0
Nucléaire										
Hydroélectricité	21225,0	22361,0	21337,0	21337,0	21337,0	21337,0	22391,0	28213,0	34944,0	36881,0
Autres	31,0	29,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0
Production totale d'énergie	21487,0	22741,0	21516,0	21656,0	21693,0	21816,0	22647,0	28601,0	35211,0	37611,0
Consommation totale intérieure	15242,0	15744,0	16660,0	17400,0	17786,0	18159,0	18440,0	21590,0	24400,0	27900,0
Transferts interprovinciaux (nets)	1232,0	1282,0	1307,0	1407,0	1407,0	1407,0	1407,0	1507,0	1607,0	1607,0
Exportations (nettes)	5013,0	5715,0	3550,0	2850,0	2500,0	2250,0	2800,0	5504,0	9204,0	8104,0
					Scénario de prix élevé					
Vapeur alimentée au charbon										
-bitumineux										
-subbitumineux										
-lignite	148,0	266,0	36,0	156,0	247,0	287,0	143,0	185,0	134,0	387,0
Vapeur alimentée au pétrole										
-léger										
-lourd	20,0	20,0	25,0	25,0	25,0	25,0	15,0	15,0	15,0	15,0
Vapeur alimentée au gaz naturel	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	20,0	20,0	20,0	20,0
Turbines à gaz										
-pétrole léger										
-gaz naturel										
Combustion interne										
-pétrole diesel	53,0	55,0	58,0	58,0	58,0	58,0	58,0	58,0	58,0	58,0
Nucléaire										
Hydroélectricité	21225,0	22361,0	21337,0	21337,0	21337,0	21337,0	22391,0	28213,0	34944,0	36881,0
Autres	31,0	29,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0	30,0
Production totale d'énergie	21487,0	22741,0	21496,0	21616,0	21707,0	21747,0	22657,0	28521,0	35201,0	37391,0
Consommation totale intérieure	15242,0	15744,0	16640,0	17260,0	17600,0	17990,0	18250,0	21510,0	24090,0	27180,0
Transferts interprovinciaux (nets)	1232,0	1282,0	1307,0	1107,0	1407,0	1407,0	1407,0	1507,0	1607,0	1607,0
Exportations (nettes)	5013,0	5715,0	3550,0	2950,0	2700,0	2350,0	3000,0	5504,0	9504,0	8604,0

Tableau A4-5 (suite)
Production d'énergie par type de combustible - Canada, provinces et territoires

Gigawatt-heures	Saskatchewan									
	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1995	2000	2005
					Scénario de prix bas					
Type de production										
Vapeur alimentée au charbon										
-bitumineux										
-subbitumineux	26,0	28,0	65,0	65,0	65,0	65,0	65,0	65,0	65,0	65,0
-lignite	9074,0	9309,0	7961,0	8143,0	8249,0	8598,0	8980,0	10320,0	12768,0	15539,0
Vapeur alimentée au pétrole										
-léger	14,0	14,0	,0	,0	,0	,0	,0	,0	,0	,0
-lourd	42,0	39,0	40,0	40,0	40,0	40,0	20,0	20,0	20,0	20,0
Vapeur alimentée au gaz naturel	486,0	290,0	250,0	257,0	261,0	278,0	321,0	318,0	345,0	304,0
Turbines à gaz										
-pétrole léger										
-gaz naturel	37,0	45,0	46,0	69,0	76,0	114,0	160,0	102,0	186,0	97,0
Combustion interne										
-pétrole diesel	6,0	6,0	,0	,0	,0	,0	,0	,0	,0	,0
Nucléaire										
Hydroélectricité	1704,0	1941,0	3765,0	3765,0	3765,0	3775,0	3775,0	3795,0	3805,0	3815,0
Autres	153,0	143,0	150,0	150,0	150,0	150,0	170,0	180,0	200,0	250,0
Production totale d'énergie	11542,0	11815,0	12277,0	12489,0	12606,0	13020,0	13491,0	14800,0	17389,0	20090,0
Consommation totale intérieure	11814,0	12205,0	12477,0	12689,0	12806,0	13220,0	13691,0	15000,0	17589,0	20290,0
Transferts interprovinciaux (nets)	-292,0	-460,0	-300,0	-300,0	-300,0	-300,0	-300,0	-300,0	-300,0	-300,0
Exportations (nettes)	20,0	70,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
					Scénario de prix élevé					
Vapeur alimentée au charbon										
-bitumineux										
-subbitumineux	26,0	28,0	65,0	65,0	65,0	65,0	65,0	65,0	65,0	65,0
-lignite	9074,0	9309,0	8005,0	8214,0	8458,0	8915,0	9341,0	11357,0	13965,0	16293,0
Vapeur alimentée au pétrole										
-léger	14,0	14,0	,0	,0	,0	,0	,0	,0	,0	,0
-lourd	42,0	39,0	40,0	40,0	40,0	40,0	20,0	20,0	20,0	20,0
Vapeur alimentée au gaz naturel	486,0	290,0	251,0	260,0	271,0	297,0	347,0	289,0	313,0	332,0
Turbines à gaz										
-pétrole léger										
-gaz naturel	37,0	45,0	47,0	74,0	91,0	152,0	215,0	44,0	112,0	185,0
Combustion interne										
-pétrole diesel	6,0	6,0	,0	,0	,0	,0	,0	,0	,0	,0
Nucléaire										
Hydroélectricité	1704,0	1941,0	3765,0	3765,0	3765,0	3775,0	3775,0	3795,0	3805,0	3815,0
Autres	153,0	143,0	150,0	150,0	150,0	150,0	170,0	180,0	200,0	250,0
Production totale d'énergie	11542,0	11815,0	12323,0	12568,0	12840,0	13394,0	13933,0	15750,0	18480,0	20960,0
Consommation totale intérieure	11814,0	12205,0	12523,0	12768,0	13040,0	13594,0	14133,0	15950,0	18680,0	21160,0
Transferts interprovinciaux (nets)	-292,0	-460,0	-300,0	-300,0	-300,0	-300,0	-300,0	-300,0	-300,0	-300,0
Exportations (nettes)	20,0	70,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0

Tableau A4-5 (suite)
Production d'énergie par type de combustible - Canada, provinces et territoires

Gigawatt-heures — **Alberta**

Type de production	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1995	2000	2005
Scénario de prix bas										
Vapeur alimentée au charbon										
-bitumineux	610,0	654,0	,0	,0	,0	,0	,0	,0	,0	,0
-subbitumineux	25158,0	25948,0	27659,0	27566,0	27820,0	28563,0	29329,0	33949,0	37426,0	41177,0
-lignite										
Vapeur alimentée au pétrole										
-léger	2,0	2,0	,0	,0	,0	,0	,0	,0	,0	,0
-lourd	75,0	79,0	70,0	50,0	40,0	30,0	20,0	20,0	20,0	20,0
Vapeur alimentée au gaz naturel	1420,0	2580,0	1561,0	1554,0	1580,0	1227,0	1301,0	1870,0	1882,0	2167,0
Turbines à gaz										
-pétrole léger										
-gaz naturel	1510,0	1622,0	1000,0	1000,0	1000,0	1000,0	1000,0	1041,0	1032,0	1205,0
Combustion interne										
-pétrole diesel	78,0	51,0	163,0	163,0	163,0	163,0	163,0	163,0	163,0	163,0
Nucléaire										
Hydroélectricité	1427,0	1392,0	1636,0	1636,0	1636,0	1636,0	1636,0	1636,0	1636,0	1636,0
Autres	879,0	924,0	900,0	900,0	900,0	1000,0	1000,0	1500,0	2000,0	2000,0
Production totale d'énergie	31159,0	33252,0	32989,0	32869,0	33139,0	33619,0	34449,0	40179,0	44159,0	48368,0
Consommation totale intérieure	31196,0	33483,0	33290,0	33170,0	33240,0	33520,0	34050,0	39680,0	43860,0	48369,0
Transferts interprovinciaux (nets)	-35,0	-229,0	-301,0	-301,0	-301,0	-301,0	-401,0	-501,0	-701,0	-1001,0
Exportations (nettes)	-2,0	-2,0	,0	,0	200,0	400,0	800,0	1000,0	1000,0	1000,0
Scénario de prix élevé										
Vapeur alimentée au charbon										
-bitumineux	610,0	654,0	,0	,0	,0	,0	,0	,0	,0	,0
-subbitumineux	25158,0	25948,0	28248,0	28705,0	29371,0	30996,0	32242,0	39729,0	46929,0	51898,0
-lignite										
Vapeur alimentée au pétrole										
-léger	2,0	2,0	,0	,0	,0	,0	,0	,0	,0	,0
-lourd	75,0	79,0	70,0	50,0	40,0	30,0	20,0	20,0	20,0	20,0
Vapeur alimentée au gaz naturel	1420,0	2580,0	1753,0	1966,0	2186,0	1722,0	2030,0	2970,0	2064,0	2119,0
Turbines à gaz										
-pétrole léger										
-gaz naturel	1510,0	1622,0	1000,0	1000,0	1014,0	1003,0	1040,0	1337,0	1098,0	1234,0
Combustion interne										
-pétrole diesel	78,0	51,0	163,0	163,0	163,0	163,0	163,0	171,0	163,0	163,0
Nucléaire										
Hydroélectricité	1427,0	1392,0	1636,0	1636,0	1636,0	1636,0	1636,0	1636,0	1636,0	1636,0
Autres	879,0	924,0	900,0	900,0	900,0	1000,0	1000,0	1500,0	2000,0	2000,0
Production totale d'énergie	31159,0	33252,0	33770,0	34420,0	35310,0	36550,0	38131,0	47363,0	53910,0	59070,0
Consommation totale intérieure	31196,0	33483,0	34080,0	34730,0	35420,0	36360,0	37541,0	45873,0	51620,0	57080,0
Transferts interprovinciaux (nets)	-35,0	-229,0	-310,0	-310,0	-310,0	-310,0	-410,0	-510,0	-710,0	-1010,0
Exportations (nettes)	-2,0	-2,0	,0	,0	200,0	500,0	1000,0	2000,0	3000,0	3000,0

Tableau A4-5 (suite)
Production d'énergie par type de combustible - Canada, provinces et territoires

Gigawatt-heures — **Prairies**

Type de production	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1995	2000	2005
Scénario de prix bas										
Vapeur alimentée au charbon										
-bitumineux	610,0	654,0	,0	,0	,0	,0	,0	,0	,0	,0
-subbitumineux	25184,0	25976,0	27724,0	27631,0	27885,0	28628,0	29394,0	34014,0	3. 491,0	41242,0
-lignite	9222,0	9575,0	8017,0	8339,0	8482,0	8954,0	9113,0	10585,0	12912,0	16146,0
Vapeur alimentée au pétrole										
-léger	16,0	16,0	,0	,0	,0	,0	,0	,0	,0	,0
-lourd	137,0	138,0	135,0	115,0	105,0	95,0	55,0	55,0	55,0	55,0
Vapeur alimentée au gaz naturel	1916,0	2880,0	1821,0	1821,0	1851,0	1515,0	1642,0	2208,0	2247,0	2491,0
Turbines à gaz										
-pétrole léger	,0	,0	,0	,0	,0	,0	,0	,0	,0	,0
-gaz naturel	1547,0	1667,0	1046,0	1069,0	1076,0	1114,0	1160,0	1143,0	1218,0	1302,0
Combustion interne										
-pétrole diesel	137,0	112,0	221,0	221,0	221,0	221,0	221,0	221,0	221,0	221,0
Nucléaire	,0	,0	,0	,0	,0	,0	,0	,0	,0	,0
Hydroélectricité	24356,0	25694,0	26738,0	26738,0	26738,0	26748,0	27802,0	33644,0	40385,0	42332,0
Autres	1063,0	1096,0	1080,0	1080,0	1080,0	1180,0	1200,0	1710,0	2230,0	2280,0
Production totale d'énergie	64188,0	67808,0	66782,0	67014,0	67438,0	68455,0	70587,0	83580,0	96759,0	106069,0
Consommation totale intérieure	58252,0	61432,0	62427,0	63259,0	63832,0	64899,0	66181,0	76270,0	85849,0	96559,0
Exportations (nettes)	5031,0	5783,0	3650,0	2950,0	2800,0	2750,0	3700,0	6604,0	10304,0	9204,0
Scénario de prix élevé										
Vapeur alimentée au charbon										
-bitumineux	610,0	654,0	,0	,0	,0	,0	,0	,0	,0	,0
-subbitumineux	25184,0	25976,0	28313,0	28770,0	29436,0	31061,0	32307,0	39794,0	46994,0	51963,0
-lignite	9222,0	9575,0	8041,0	8370,0	8705,0	9202,0	9484,0	11542,0	14099,0	16680,0
Vapeur alimentée au pétrole										
-léger	16,0	16,0	,0	,0	,0	,0	,0	,0	,0	,0
-lourd	137,0	138,0	135,0	115,0	105,0	95,0	55,0	55,0	55,0	55,0
Vapeur alimentée au gaz naturel	1916,0	2880,0	2014,0	2236,0	2467,0	2029,0	2397,0	3279,0	2397,0	2471,0
Turbines à gaz										
-pétrole léger	,0	,0	,0	,0	,0	,0	,0	,0	,0	,0
-gaz naturel	1547,0	1667,0	1047,0	1074,0	1105,0	1155,0	1255,0	1381,0	1210,0	1419,0
Combustion interne										
-pétrole diesel	137,0	112,0	221,0	221,0	221,0	221,0	221,0	229,0	221,0	221,0
Nucléaire	,0	,0	,0	,0	,0	,0	,0	,0	,0	,0
Hydroélectricité	24356,0	25694,0	26738,0	26738,0	26738,0	26748,0	27802,0	33644,0	40385,0	42332,0
Autres	1063,0	1096,0	1080,0	1080,0	1080,0	1180,0	1200,0	1710,0	2230,0	2280,0
Production totale d'énergie	64188,0	67808,0	67589,0	68604,0	69857,0	71691,0	74721,0	91634,0	107591,0	117421,0
Consommation totale intérieure	58252,0	61432,0	63243,0	64758,0	66060,0	67944,0	69924,0	83333,0	94390,0	105420,0
Exportations (nettes)	5031,0	5783,0	3650,0	3050,0	3000,0	2950,0	4100,0	7604,0	12604,0	11704,0

Tableau A4-5 (suite)
Production d'énergie par type de combustible - Canada, provinces et territoires

Gigawatt-heures	Colombie - Britannique									
	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1995	2000	2005
	Scénario de prix bas									
Type de production										
Vapeur alimentée au charbon										
-bitumineux										
-subbitumineux										
-lignite										
Vapeur alimentée au pétrole										
-léger										
-lourd	554,0	520,0	555,0	565,0	575,0	585,0	595,0	550,0	500,0	500,0
Vapeur alimentée au gaz naturel	704,0	658,0	709,0	746,0	770,0	888,0	1064,0	1389,0	1672,0	2253,0
Turbines à gaz										
-pétrole léger	144,0	141,0	,0	,0	,0	,0	,0	,0	,0	34,0
-gaz naturel	,0	,0	,0	,0	,0	,0	,0	,0	,0	30,0
Combustion interne										
-pétrole diesel	73,0	72,0	274,0	274,0	274,0	274,0	274,0	249,0	249,0	257,0
Nucléaire										
Hydroélectricité	50232,0	57105,0	56299,0	56275,0	56299,0	56299,0	56299,0	60751,0	67462,0	74361,0
Autres	671,0	630,0	800,0	855,0	910,0	965,0	1020,0	1350,0	1400,0	1400,0
Production totale d'énergie	52378,0	59126,0	58637,0	58715,0	58828,0	59011,0	59252,0	64289,0	71283,0	78835,0
Consommation totale intérieure	45625,0	48681,0	51022,0	51600,0	52613,0	53596,0	54337,0	57424,0	64318,0	72370,0
Transferts interprovinciaux (nets)	31,0	226,0	301,0	301,0	301,0	301,0	401,0	501,0	701,0	1001,0
Exportations (nettes)	6722,0	10219,0	7315,0	6815,0	5915,0	5115,0	4515,0	6365,0	6265,0	5464,0
	Scénario de prix élevé									
Vapeur alimentée au charbon										
-bitumineux										
-subbitumineux										
-lignite										
Vapeur alimentée au pétrole										
-léger										
-lourd	554,0	520,0	555,0	565,0	575,0	585,0	595,0	550,0	500,0	500,0
Vapeur alimentée au gaz naturel	704,0	658,0	700,0	700,0	700,0	700,0	741,0	779,0	2247,0	1859,0
Turbines à gaz										
-pétrole léger	144,0	141,0	,0	,0	,0	,0	,0	,0	,0	,0
-gaz naturel										
Combustion interne										
-pétrole diesel	73,0	72,0	274,0	274,0	274,0	274,0	274,0	249,0	249,0	249,0
Nucléaire										
Hydroélectricité	50232,0	57105,0	56222,0	56200,0	56247,0	56294,0	56299,0	60751,0	60751,0	67462,0
Autres	671,0	630,0	800,0	855,0	910,0	965,0	1020,0	1350,0	1400,0	1400,0
Production totale d'énergie	52378,0	59126,0	58551,0	58594,0	58706,0	58818,0	58929,0	63679,0	65147,0	71470,0
Consommation totale intérieure	45625,0	48681,0	50736,0	50779,0	51391,0	52003,0	52314,0	54414,0	59582,0	65005,0
Transferts interprovinciaux (nets)	31,0	226,0	310,0	310,0	310,0	310,0	410,0	510,0	710,0	1010,0
Exportations (nettes)	6722,0	10219,0	7505,0	7505,0	7005,0	6505,0	6205,0	8755,0	4855,0	5455,0

Tableau A4-5 (suite)
Production d'énergie par type de combustible - Canada, provinces et territoires

Gigawatt-heures — **Yukon**

Type de production	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1995	2000	2005
Scénario de prix bas										
Vapeur alimentée au charbon										
-bitumineux										
-subbitumineux										
-lignite										
Vapeur alimentée au pétrole										
-léger										
-lourd										
Vapeur alimentée au gaz naturel										
Turbines à gaz										
-pétrole léger										
-gaz naturel										
Combustion interne										
-pétrole diesel	22,0	24,0	38,0	38,0	39,0	39,0	39,0	39,0	39,0	40,0
Nucléaire										
Hydroélectricité	232,0	233,0	220,0	221,0	221,0	222,0	223,0	228,0	233,0	237,0
Autres										
Production totale d'énergie	254,0	257,0	258,0	259,0	260,0	261,0	262,0	267,0	272,0	277,0
Consommation totale intérieure	254,0	257,0	258,0	259,0	260,0	261,0	262,0	267,0	272,0	277,0
Transferts interprovinciaux (nets)										
Exportations (nettes)										
Scénario de prix élevé										
Vapeur alimentée au charbon										
-bitumineux										
-subbitumineux										
-lignite										
Vapeur alimentée au pétrole										
-léger										
-lourd										
Vapeur alimentée au gaz naturel										
Turbines à gaz										
-pétrole léger										
-gaz naturel										
Combustion interne										
-pétrole diesel	22,0	24,0	38,0	38,0	38,0	38,0	39,0	41,0	44,0	50,0
Nucléaire										
Hydroélectricité	232,0	233,0	204,0	209,0	214,0	219,0	223,0	248,0	275,0	302,0
Autres										
Production totale d'énergie	254,0	257,0	242,0	247,0	252,0	257,0	262,0	289,0	319,0	352,0
Consommation totale intérieure	254,0	257,0	242,0	247,0	252,0	257,0	262,0	289,0	319,0	352,0
Transferts interprovinciaux (nets)										
Exportations (nettes)										

Tableau A4-5 (suite)
Production d'énergie par type de combustible - Canada, provinces et territoires

Gigawatt-heures	Territoires du Nord - Ouest									
	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1995	2000	2005
	Scénario de prix bas									
Type de production										
Vapeur alimentée au charbon										
-bitumineux										
-subbitumineux										
-lignite										
Vapeur alimentée au pétrole										
-léger										
-lourd										
Vapeur alimentée au gaz naturel										
Turbines à gaz										
-pétrole léger										
-gaz naturel										
Combustion interne										
-pétrole diesel	206,0	182,0	207,0	208,0	244,0	260,0	268,0	336,0	427,0	535,0
Nucléaire										
Hydroélectricité	317,0	327,0	303,0	303,0	303,0	303,0	303,0	303,0	303,0	303,0
Autres										
Production totale d'énergie	523,0	509,0	510,0	511,0	547,0	563,0	571,0	639,0	730,0	838,0
Consommation totale intérieure	523,0	509,0	510,0	511,0	547,0	563,0	571,0	639,0	730,0	838,0
Transferts interprovinciaux (nets)										
Exportations (nettes)										
	Scénario de prix élevé									
Vapeur alimentée au charbon										
-bitumineux										
-subbitumineux										
-lignite										
Vapeur alimentée au pétrole										
-léger										
-lourd										
Vapeur alimentée au gaz naturel										
Turbines à gaz										
-pétrole léger										
-gaz naturel										
Combustion interne										
-pétrole diesel	206,0	182,0	199,0	212,0	225,0	238,0	251,0	324,0	407,0	500,0
Nucléaire										
Hydroélectricité	317,0	327,0	303,0	303,0	303,0	303,0	303,0	303,0	303,0	303,0
Autres										
Production totale d'énergie	523,0	509,0	502,0	515,0	528,0	541,0	554,0	627,0	710,0	803,0
Consommation totale intérieure	523,0	509,0	502,0	515,0	528,0	541,0	554,0	627,0	710,0	803,0
Transferts interprovinciaux (nets)										
Exportations (nettes)										

Tableau A4-5 (suite)
Production d'énergie par type de combustible - Canada, provinces et territoires

Gigawatt-heures	Colombie - Britannique, Yukon, Territoires du Nord - Ouest									
	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1995	2000	2005
	Scénario de prix bas									
Type de production										
Vapeur alimentée au charbon										
-bitumineux	,0	,0	,0	,0	,0	,0	,0	,0	,0	,0
-subbitumineux	,0	,0	,0	,0	,0	,0	,0	,0	,0	,0
-lignite	,0	,0	,0	,0	,0	,0	,0	,0	,0	,0
Vapeur alimentée au pétrole										
-léger	,0	,0	,0	,0	,0	,0	,0	,0	,0	,0
-lourd	554,0	520,0	555,0	565,0	575,0	585,0	595,0	550,0	500,0	500,0
Vapeur alimentée au gaz naturel	704,0	658,0	709,0	746,0	770,0	888,0	1064,0	1389,0	1672,0	2253,0
Turbines à gaz										
-pétrole léger	,0	,0	,0	,0	,0	,0	,0	,0	,0	,0
-gaz naturel	,0	,0	,0	,0	,0	,0	,0	,0	,0	50,0
Combustion interne										
-pétrole diesel	301,0	278,0	519,0	520,0	557,0	573,0	581,0	624,0	715,0	832,0
Nucléaire	,0	,0	,0	,0	,0	,0	,0	,0	,0	,0
Hydroélectricité	50781,0	57665,0	56822,0	56799,0	56823,0	56824,0	56825,0	61282,0	67998,0	74901,0
Autres	671,0	630,0	800,0	855,0	910,0	965,0	1020,0	1350,0	1400,0	1400,0
Production totale d'énergie	53155,0	59892,0	59405,0	59485,0	59635,0	59835,0	60085,0	65195,0	72285,0	79950,0
Consommation totale intérieure	46402,0	49447,0	51790,0	52370,0	53420,0	54420,0	55170,0	58330,0	65320,0	73485,0
Exportations (nettes)	6722,0	10219,0	7315,0	6815,0	5915,0	5115,0	4515,0	6365,0	6265,0	5464,0
	Scénario de prix élevé									
Vapeur alimentée au charbon										
-bitumineux	,0	,0	,0	,0	,0	,0	,0	,0	,0	,0
-subbitumineux	,0	,0	,0	,0	,0	,0	,0	,0	,0	,0
-lignite	,0	,0	,0	,0	,0	,0	,0	,0	,0	,0
Vapeur alimentée au pétrole										
-léger	,0	,0	,0	,0	,0	,0	,0	,0	,0	,0
lourd	554,0	520,0	555,0	565,0	575,0	585,0	595,0	550,0	500,0	500,0
Vapeur alimentée au gaz naturel	704,0	658,0	700,0	700,0	700,0	700,0	741,0	779,0	2247,0	1859,0
Turbines à gaz										
-pétrole léger	144,0	141,0	,0	,0	,0	,0	,0	,0	,0	,0
-gaz naturel	,0	,0	,0	,0	,0	,0	,0	,0	,0	,0
Combustion interne										
-pétrole diesel	301,0	273,0	511,0	524,0	537,0	550,0	564,0	614,0	700,0	799,0
Nucléaire	,0	,0	,0	,0	,0	,0	,0	,0	,0	,0
Hydroélectricité	50781,0	57665,0	56729,0	56712,0	56764,0	56816,0	56825,0	61302,0	61329,0	60087,0
Autres	671,0	630,0	800,0	855,0	910,0	965,0	1020,0	1350,0	1400,0	1400,0
Production totale d'énergie	53155,0	59892,0	59295,0	59356,0	59478,0	59616,0	59745,0	64595,0	66176,0	72625,0
Consommation totale intérieure	46402,0	49447,0	51480,0	51541,0	52171,0	52801,0	53130,0	55330,0	60611,0	66160,0
Exportations (nettes)	6722,0	10219,0	7505,0	7505,0	7005,0	6505,0	6205,0	8755,0	4855,0	5455,0

Tableau A4-6
Demande de sources de combustible aux fins de la production d'électricité - Canada

Pétajoules	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1995	2000	2005
					Scénario de prix bas					
Charbon[a]										
-bitumineux	436,1	373,4	364,0	344,5	275,9	280,5	306,1	458,5	753,4	961,3
-sous-bitumineux	276,0	284,7	303,9	303,0	305,7	313,8	322,3	372,9	411,0	452,0
-lignite	141,5	143,4	119,9	124,3	126,3	132,9	134,9	155,0	186,7	231,1
-total pour le charbon	853,6	801,5	787,8	771,8	707,9	727,2	763,3	986,4	1351,1	1644,4
Pétrole[a]										
-léger	4,2	3,9	,7	,7	,7	,7	1,2	3,7	3,6	14,6
-lourd	52,4	61,1	64,2	66,0	74,4	82,3	56,4	37,1	35,1	83,2
-diesel	9,4	7,8	12,7	12,7	13,6	13,8	14,0	15,0	16,2	18,1
-total pour le pétrole	66,0	72,8	77,6	79,4	88,7	96,8	71,6	55,8	54,9	115,9
Gaz naturel[a]	49,0	61,6	38,6	40,4	41,5	39,7	43,7	55,0	60,2	71,4
Uranium[b]	595,9	694,0	785,7	900,7	1059,6	1134,7	1209,8	1359,9	1358,2	1517,7
Hydroélectricité[c]	1019,9	1087,5	1132,4	1168,6	1178,9	1163,3	1186,5	1287,4	1419,8	1550,3
Autres	22,7	23,4	25,3	26,4	27,1	29,0	30,4	40,7	47,1	48,6
Production totale d'énergie	2607,1	2740,8	2847,4	2987,3	3103,7	3190,7	3305,3	3785,2	4291,3	4948,3
					Scénario de prix élevé					
Charbon[a]										
-bitumineux	436,1	373,6	345,5	312,6	247,7	228,0	263,6	421,9	633,2	777,3
-sous-bitumineux	276,0	284,7	310,3	315,4	322,7	340,5	354,1	436,2	515,1	569,6
-lignite	141,5	143,2	120,2	124,8	129,4	136,2	140,0	168,1	202,9	238,3
-total pour le charbon	853,6	801,5	776,0	752,8	699,8	704,7	757,7	1026,2	1351,2	1585,2
Pétrole[a]										
-léger	4,2	3,9	,6	,7	,9	1,3	3,6	2,1	3,7	9,1
-lourd	52,4	61,1	65,3	70,6	77,3	87,1	65,2	28,3	31,3	38,2
-diesel	9,4	7,8	12,6	12,8	13,3	13,6	14,0	14,9	16,1	17,9
-total pour le pétrole	66,0	72,8	78,5	84,1	91,5	102,0	82,8	45,3	51,1	65,2
Gaz naturel[a]	49,0	61,6	40,8	45,1	48,7	44,4	50,9	65,4	68,6	68,3
Uranium[b]	595,9	694,0	788,8	903,8	1062,7	1137,9	1212,9	1363,0	1361,3	1600,5
Hydroélectricité[c]	1019,9	1087,5	1142,4	1171,0	1182,3	1164,9	1188,4	1288,6	1386,7	1511,7
Autres	22,7	23,4	25,3	26,4	27,1	29,0	30,4	40,7	47,1	48,6
Production totale d'énergie	2607,1	2740,8	2851,8	2983,2	3112,1	3182,9	3323,1	3829,2	4266,0	4879,5

[a] Production thermique convertie en pétajoules au moyen de facteurs spécifiques à chaque installation.

[b] Production nucléaire convertie en pétajoules au moyen d'un facteur de 12.1 PJ/TW.h.

[c] Production hydraulique convertie en pétajoules au moyen d'un facteur de 3.6 PJ/TW.h.

Tableau A4-7
Exportations d'électricité nettes

	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1995	2000	2005
					Scénario de prix bas					
					Gigawatt-heures					
Province ou territoire										
Nouveau-Brunswick	5639	6251	7293	7293	7293	7293	7293	7043	8443	8545
Québec	11242	9603	15120	23550	23550	26550	29050	23650	20450	16650
Ontario	10457	8864	6145	6381	6189	6704	8400	8672	10536	10187
Manitoba	5013	5715	3550	2850	2500	2250	2800	5504	9204	8104
Saskatchewan	20	70	100	100	100	100	100	100	100	100
Alberta	-2	-2	0	0	200	400	800	1000	1000	1000
Colombie-Britannique	6722	10219	7315	6815	5915	5115	4515	6365	6265	5464
Canada	39091	40720	39523	46989	45747	48412	52958	52334	55998	50050
					Pétajoules [a]					
Province ou territoire										
Nouveau-Brunswick	41,5	42,1	41,8	41,8	41,8	41,8	41,8	68,4	79,0	82,7
Québec	40,5	34,6	54,4	84,8	84,8	95,6	104,6	85,1	73,6	59,8
Ontario	98,7	83,6	58,3	61,1	61,5	67,7	85,5	88,8	100,7	96,5
Manitoba	18,0	20,6	12,8	10,3	9,0	8,1	10,1	19,8	33,1	29,2
Saskatchewan	,3	1,0	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5
Alberta	0,0	0,0	0,0	0,0	1,7	3,4	6,8	8,4	8,4	8,4
Colombie-Britannique	24,2	36,8	26,3	24,5	21,3	18,4	16,3	22,9	22,6	19,7
Canada	223,2	218,7	195,1	224,0	221,6	236,5	266,6	294,9	318,9	297,8
					Scénario de prix élevé					
					Gigawatt-heures					
Province ou territoire										
Nouveau-Brunswick	5639	6251	8220	7625	7625	7625	7625	8193	8398	8198
Québec	11242	9603	18050	25550	25550	26550	31550	28750	19650	16950
Ontario	10457	8864	6149	6435	8479	9233	10303	9722	11929	12620
Manitoba	5013	5715	3550	2950	2700	2350	3000	5504	9504	8604
Saskatchewan	20	70	100	100	100	100	100	100	100	100
Alberta	-2	-2	0	0	200	500	1000	2000	3000	3000
Colombie-Britannique	6722	10219	7505	7505	5005	6505	6205	8755	4855	5455
Canada	39091	40720	43574	50165	49659	52863	59783	63024	57436	54927
					Pétajoules [a]					
Province ou territoire										
Nouveau-Brunswick	41,5	42,1	47,6	45,5	45,5	45,5	45,5	75,0	78,0	75,0
Québec	40,5	34,6	65,0	92,0	92,0	95,6	113,5	103,5	70,7	61,0
Ontario	98,7	83,6	58,3	61,8	83,8	92,9	106,0	101,5	114,8	120,5
Manitoba	18,0	20,6	12,8	10,6	9,7	8,5	10,8	19,8	34,2	31,0
Saskatchewan	,3	1,0	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5
Alberta	0,0	0,0	0,0	0,0	1,7	4,2	8,4	16,9	25,3	25,3
British Columbia	24,2	36,8	27,0	27,0	25,2	23,4	22,3	31,5	17,5	19,6
Canada	223,2	218,7	212,2	238,4	259,4	271,6	308,0	349,7	342,0	333,9

[a] Production en gigawatt-heures converties en pétajoules au moyen de facteurs spécifiques pour pour les combustibles fossiles, 3.6 PJ/TW.h pour l'hydro et 12.1 PJ/TW.h pour le nucléaire.

Tableau A4-8
Exportations d'électricité par type de combustible - Canada

Térawatt-heures	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1995	2000	2005
					Scénario de prix bas					
Type de combustible										
Hydroélectrique	26,1	29,5	31,3	38,5	37,2	39,2	41,7	38,1	39,5	33,6
Charbon	10,7	9,2	6,4	6,4	5,6	5,8	7,2	9,8	14,3	14,6
Nucléaire	1,7	1,7	1,8	2,1	2,9	3,4	4,1	4,4	2,2	1,9
Pétrole	,6	,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Total	39,1	40,7	39,5	47,0	45,7	48,4	53,0	52.3	56,0	50,1
					Scénario de prix élevé					
Type de combustible										
Hydroélectrique	26,1	29,5	35,3	41,6	40,9	41,0	46,4	46,7	37,7	34,7
Charbon	10,7	9,2	6,4	6,4	7,6	7,9	8,4	10,8	17,0	17,6
Nucléaire	1,7	1,7	1,9	2,2	3,2	4,0	5,0	5,5	2,7	2,4
Pétrole	,6	,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Total	39,1	40,7	43,6	50,2	51,7	52,9	59,8	63,0	57,4	54,9

Annexe 5

Tableau A5-1
Données historiques
Réserves établies et production cumulative de gaz naturel commercialisable des zones de production classiques

Exajoules

	1965	1966	1967	1968	1969	1970	1971	1972	1973	1974
Réserves initiales	58,49	59,84	64,80	67,85	74,77	77,10	82,86	83,20	87,42	89,20
Production cumulative	7,95	9,19	10,61	12,02	13,92	15,73	18,25	20,77	23,48	26,17
Réserves restantes	50,54	50,65	54,19	55,83	60,85	61,37	64,61	62,43	63,94	63,03

	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984
Réserves initiales	91,07	96,29	102,70	110,94	115,94	119,16	126,53	129,98	131,33	132,85
Production cumulative	28,88	31,42	34,25	36,89	40,00	42,77	45,74	48,52	51,30	54,29
Réserves restantes	62,19	64,87	68,45	74,05	75,94	76,39	80,79	81,46	80,03	78,56

Tableau A5-2
Données historiques et prévisions - Forages d'exploration de gaz naturel et additions aux réserves de gaz naturel commercialisables - Zones classiques

	Forages Millions de mètres (1)	Réserves ajoutées Exajoules (2)	Taux des additions Pétajoules par kilomètre (3)
1965	,76	4,80	6,32
1966	,85	1,34	1,58
1967	,68	4,96	7,29
1968	,91	3,04	3,34
1969	,88	6,92	7,86
1970	1,24	2,34	1,89
1971	1,11	5,76	5,19
1972	1,56	,34	,22
1973	1,69	4,22	2,50
1974	1,49	1,78	1,19
1975	1,34	1,87	1,40
1976	1,87	5,22	2,79
1977	2,21	6,41	2,90
1978	2,63	8,23	3,13
1979	2,78	5,00	1,80
1980	3,50	3,22	,92
1981	2,67	7,36	2,76
1982	1,58	3,45	2,18
1983	1,14	1,36	1,19
1984	1,43	1,52	1,06

Scénarios	Prix bas (4)	Prix élevé (5)	Prix bas (6)	Prix élevé (7)	Prix bas (8)	Prix élevé (9)
1985	1,42	1,42	1,36	1,36	,96	,96
1986	,98	,98	1,46	1,46	1,49	1,49
1987	,68	,83	,99	1,20	1,46	1,45
1988	,66	,85	,94	1,21	1,42	1,42
1989	,72	1,02	1,00	1,40	1,39	1,37
1990	,84	1,25	1,13	1,66	1,35	1,33
1995	1,08	2,55	1,25	2,48	1,16	,97
2000	,68	2,70	,68	1,73	1,00	,64
2005	,41	2,66	,38	1,11	,93	,42
Total des additions aux réserves (1985-2005)			20,02	36,68		

Tableau A5-3

Données historiques - Offre et demande de gaz naturel - Canada - Zones classiques

(Pétajoules)

	1965	1966	1967	1968	1969	1970	1971	1972	1973	1974
Demande par secteur										
Résidentiel	201,5	208,0	215,2	227,1	244,1	255,1	264,8	296,5	286,6	309,0
Commercial	111,3	126,2	140,0	159,1	191,7	203,3	232,5	280,7	269,2	300,2
Pétrochimique	44,4	52,5	56,1	60,0	70,7	86,9	90,4	87,2	92,8	95,6
Autres Industriels	188,2	213,8	241,3	272,7	309,6	333,9	387,0	428,6	463,6	518,0
Transport	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Utilisation finale globale	545,5	600,5	652,6	719,0	816,1	879,2	974,7	1092,9	1112,3	1222,7
Usage propre	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	81,7	92,7	107,5	112,8	117,6
Production d'électricité	64,7	69,5	72,6	85,3	64,2	99,0	100,1	147,7	200,2	173,2
Production de vapeur	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Autres conversions	3,0	5,0	4,0	5,0	5,0	5,0	8,0	11,0	10,0	11,0
Demande primaire globale	613,1	675,0	729,3	809,3	885,3	1064,9	1175,5	1359,2	1435,3	1524,5
Retrait de retraitement	26,0	29,0	27,0	29,0	36,0	44,0	55,0	74,0	81,0	78,0
Demande intérieure	639,1	704,0	756,3	838,3	921,3	1108,9	1230,5	1433,2	1516,3	1602,5
Exportations	445,0	475,0	564,0	664,0	748,0	858,0	1003,0	1110,0	1130,0	1054,0
Disposition globale [a]	1084,1	1179,0	1320,3	1502,3	1669,3	1966,9	2233,5	2543,2	2646,3	2656,5
Production globale	1140,0	1224,0	1341,0	1514,0	1769,0	2037,0	2260,0	2569,0	2741,0	2687,0
Capacité de production [b]	-	-	-	1550,0	1800,0	2100,0	2400,0	2600,0	2750,0	2900,0

	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984
Demande par secteur										
Résidentiel	315,6	329,9	331,0	403,0	415,5	426,8	430,7	483,8	469,3	487,5
Commercial	307,7	330,9	352,7	344,5	353,3	333,1	356,0	392,5	386,8	401,1
Pétrochimique	104,4	123,6	166,8	175,6	192,9	195,2	175,7	208,8	251,7	290,3
Autres Industriels	480,3	542,0	566,1	572,7	592,5	602,0	573,2	499,4	498,9	564,7
Transport	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Utilisation finale globale	1208,0	1326,5	1416,6	1495,8	1554,2	1557,1	1535,6	1584,5	1606,7	1743,5
Usage propre	116,2	122,8	124,1	119,4	126,4	118,5	117,1	115,2	119,7	127,4
Production d'électricité	195,3	139,1	132,0	106,4	104,1	84,0	68,6	61,0	75,2	67,5
Production de vapeur	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,4	0,1	0,0	0,0	0,0
Autres conversions	11,0	11,0	12,0	14,0	15,0	16,0	17,0	16,0	11,5	10,9
Demande primaire globale	1530,5	1599,4	1684,7	1735,6	1799,7	1776,0	1738,4	1776,6	1813,1	1949,3
Retrait de retraitement	77,0	74,0	71,0	69,0	102,0	155,0	162,0	160,0	153,0	181,0
Demande intérieure	1607,5	1673,4	1755,7	1804,6	1901,7	1931,0	1900,4	1936,6	1966,1	2130,3
Exportations	1019,0	1027,0	1077,0	949,0	1094,0	863,0	824,0	845,0	764,0	812,0
Disposition globale [a]	2626,5	2700,4	2832,7	2753,6	2995,7	2794,0	2724,4	2781,6	2730,1	2942,3
Production globale	2728,0	2754,0	2872,0	2777,0	3007,0	2764,0	2739,0	2807,0	2664,0	2901,0
Capacité de production [b]	3050,0	3200,0	3400,0	3650,0	4000,0	4400,0	4600,0	4850,0	5030,0	4850,0

Nota: [a] La disposition globale diffère de la production globale étant donné:
- que le gaz naturel synthétique et les importations sont inclus dans la disposition sans apparaître dans la production de gaz naturel;
- les variations dans les inventaires; et
- les différences statistiques.

[b] Estimations basées sur les rapports antérieurs.

Tableau A5-4
Taux de raccordement des réserves de gaz naturel

Taux de raccordement des réserves de gaz

Nombre d'années après l'addition	Scénario de prix bas		Scénario de prix élevé	
	Réserves non sous contrat en Alberta (1)	Additions aux réserves (2)	Réserves non sous contrat en Alberta (3)	Additions aux réserves (4)
0	5	10	5	10
1	5	10	5	15
2	5	15	10	20
3	10	20	15	25
4	10	20	15	15
5	15	10	15	5
6	15	5	15	5
7	15	5	10	5
8	10	5	5	-
9	10	-	5	-
Total	100	100	100	100

Tableau A5-5

Capacité de production à partir des réserves établies de gaz naturel - Canada

Pétajoules

Scénario de prix bas

	Réserves totales sous contrat (1)	S.-E. de l'Alberta - réserves non sous contrat (2)	Autres régions de l'Alberta - réserves non sous contrat (3)	C.-B. - réserves non sous contrat (4)	Saskatchewan - réserves non sous contrat (5)	Alberta - réserves reportées (6)	Total (7)
1985	4580	19	36	9	36	1	4681
1986	4527	38	71	9	34	2	4681
1987	4357	56	107	14	32	3	4569
1988	4128	94	178	33	30	3	4466
1989	3830	130	249	50	29	4	4292
1990	3479	183	355	57	27	6	4107
1991	3122	231	460	63	26	7	3909
1992	2754	276	562	73	25	9	3699
1993	2390	299	624	81	24	18	3436
1994	2045	315	683	85	22	27	3177
1995	1747	289	661	95	21	35	2848
1996	1470	256	631	113	20	43	2533
1997	1246	221	594	138	19	52	2270
1998	1005	185	547	142	18	58	1955
1999	818	153	494	140	17	62	1684
2000	683	124	436	138	16	68	1465
2001	563	104	378	132	16	72	1265
2002	483	86	327	127	15	77	1115
2003	400	70	288	125	14	81	978
2004	346	56	253	118	13	85	871
2005	278	43	229	121	13	88	772
Total	44251	3228	8163	1863	467	801	58773

Tableau A5-5 (suite)
Capacité de production à partir des réserves établies de gaz naturel - Canada

Pétajoules

Scénario de prix élevé

	Réserves totales sous contrat (1)	S.-E. de l'Alberta - réserves non sous contrat (2)	Autres régions de l'Alberta - réserves non sous contrat (3)	C.-B. - réserves non sous contrat (4)	Saskatchewan - réserves non sous contrat (5)	Alberta - réserves reportées (6)	Total (7)
1985	4580	19	38	9	36	1	4683
1986	4602	38	59	9	34	2	4744
1987	4573	75	118	14	32	3	4815
1988	4331	131	206	34	30	3	4735
1989	4021	186	294	50	29	4	4584
1990	3658	239	382	58	27	6	4370
1991	3287	285	470	63	26	7	4138
1992	2897	309	528	73	25	9	3841
1993	2519	305	557	82	24	18	3505
1994	2156	294	585	86	22	27	3170
1995	1844	261	584	100	21	35	2845
1996	1548	225	583	117	20	43	2536
1997	1309	190	581	139	19	52	2290
1998	1055	159	580	144	18	58	2014
1999	852	132	578	145	17	62	1786
2000	702	108	575	143	16	68	1612
2001	577	90	572	139	16	72	1466
2002	505	73	567	134	15	77	1371
2003	416	58	559	131	14	81	1259
2004	353	45	536	124	13	85	1156
2005	285	34	502	125	13	88	1047
Total	46070	3256	9454	1919	467	801	61967

Tableau A5-6
Capacité de production de gaz naturel à partir de toutes les sources

Pétajoules

Scénario de prix bas

	Réserves établies	Additions aux réserves				Ouest canadien
	Total	Colombie-Britannique	Alberta	Saskatchewan	Total	Total
	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)
1985	4681	0	8	3	11	4692
1986	4681	2	25	6	33	4714
1987	4569	6	52	10	68	4637
1988	4466	13	92	16	121	4587
1989	4292	24	145	21	190	4482
1990	4107	38	200	24	262	4369
1991	3909	55	255	25	335	4244
1992	3699	73	312	24	409	4108
1993	3436	92	373	23	488	3924
1994	3177	111	435	21	567	3744
1995	2848	129	494	17	640	3488
1996	2533	145	549	15	709	3242
1997	2270	158	599	13	770	3040
1998	1955	169	641	11	821	2776
1999	1684	176	676	9	861	2545
2000	1465	179	702	7	888	2353
2001	1265	180	721	6	907	2172
2002	1115	179	731	5	915	2030
2003	978	175	732	3	910	1888
2004	871	170	726	3	899	1770
2005	772	164	711	2	877	1649
Total	58773	2238	9179	264	11681	70454

Tableau A5-6 (suite)
Capacité de production de gaz naturel à partir de toutes les sources

Pétajoules

Scénario de prix élevé

	Réserves établies	Additions aux réserves				Ouest canadien	Zones pionnières		Total Canada
	Total	Colombie-Britannique	Alberta	Saskatchewan	Total	Total	Plateau continent. de la Nlle-Ecosse	Delta du Mackenzie	
	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)
1985	4683	0	6	3	9	4692	-	-	4692
1986	4744	2	20	7	29	4773	-	-	4773
1987	4815	5	45	13	63	4878	-	-	4878
1988	4735	11	82	21	114	4849	-	-	4849
1989	4584	21	127	28	176	4760	-	-	4760
1990	4370	33	174	32	239	4609	31	-	4640
1991	4138	47	226	36	309	4447	126	-	4573
1992	3841	63	288	39	390	4231	129	-	4360
1993	3505	80	359	39	478	3983	133	-	4116
1994	3170	99	438	39	576	3746	133	-	3879
1995	2845	117	526	38	681	3526	133	320	3979
1996	2536	135	621	37	793	3329	133	320	3782
1997	2290	152	718	36	906	3196	133	320	3649
1998	2014	168	815	34	1017	3031	133	320	3484
1999	1786	182	910	32	1124	2910	133	320	3363
2000	1612	196	1001	31	1228	2840	133	320	3293
2001	1466	208	1086	29	1323	2789	127	320	3236
2002	1371	219	1165	27	1411	2782	117	320	3219
2003	1259	229	1237	25	1491	2750	102	320	3172
2004	1156	237	1298	23	1558	2714	89	320	3123
2005	1047	244	1347	21	1612	2659	78	320	3057
Total	61967	2448	12489	590	15527	77494	1863	3520	82877

Tableau A5-7
Données historiques et projections - Exportations de gaz naturel autorisées en vertu de licences vers les marchés régionaux des États-Unis.

(Milliards de mètres cubes)

	Nord-Ouest	Région des Rocheuses	Californie	Centre	Nord-Est	Exportations Totales	Autorisations Totales	Pourcentage des autorisations exportées
1965	3,2	1,8	4,3	2,1	0,1	11,5	-	-
1966	3,3	2,0	4,7	2,2	0,0	12,2	-	-
1967	4,0	2,2	5,8	2,4	0,1	14,5	-	-
1968	4,2	2,4	6,7	3,4	0,4	17,1	-	-
1969	4,7	2,7	7,5	3,9	0,5	19,3	-	-
1970	4,9	2,8	8,6	5,0	0,8	22,1	-	-
1971	5,2	3,0	10,0	6,9	0,7	25,8	25,8	100
1972	6,5	3,6	10,9	7,3	0,3	28,6	30,3	94
1973	6,8	3,7	11,0	7,4	0,2	29,1	29,6	98
1974	6,2	3,4	10,1	7,2	0,3	27,2	29,4	93
1975	5,5	3,1	10,8	7,1	0,3	26,8	29,0	92
1976	5,5	2,9	11,1	7,2	0,3	27,0	29,2	92
1977	6,1	2,9	11,1	7,9	0,3	28,3	30,0	94
1978	5,3	2,6	9,8	7,1	0,2	25,0	29,1	86
1979	5,9	2,8	11,0	8,1	0,5	28,3	29,6	96
1980	4,1	2,0	8,9	7,0	0,6	22,6	32,4	70
1981	3,5	1,8	7,7	7,0	1,6	21,6	41,5	52
1982	2,3	1,3	8,8	7,8	2,0	22,2	46,7	48
1983	2,3	0,9	8,1	7,4	1,5	20,2	47,1	43
1984	1,9	0,8	7,9	7,8	2,9	21,3	47,1	45
1985	2,4	1,0	11,0	9,2	2,1	25,7	46,9	55
1986	2,3	1,0	9,7	7,8	1,8	22,6	46,8	48
1987	2,4	1,0	11,0	9,4	3,0	26,8	47,9	56
1988	2,8	1,2	11,4	11,2	5,7	32,3	54,2	60
1989	3,6	1,4	11,5	12,7	9,7	38,9	54,2	72
1990	4,0	1,6	11,5	11,9	8,7	37,7	48,1	78
1995	0,4	0,2	1,5	5,1	6,8	14,0	18,9	74
2000	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,4	0
2005	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0

Nota: Le total des volumes autorisés commence en 1971.

En plus des volumes qui ont été exporté sous licences,
les volumes suivants ont été exportés en vertu d'ordonnances d'exportation à court terme:

(Milliards de mètres cubes)

1984 0,1
1985 0,5

Pétajoules

Scénario de prix bas

	Ventes nettes (1)	Combustible et pertes des pipelines (2)	Combustible de retraitement (3)	Demande de gaz primaire (4)	Retrait de retraitement (5)	Demande interne (6)	Exportations (7)	Disposition globale (8)	Capacité de production (9)	Capacité de production ajustée [a] (10)
1985	1910	133	13	2056	191	2247	991	3238	4692	4692
1986	1933	133	12	2078	186	2265	853	3118	4714	4707
1987	2020	145	14	2179	202	2381	1014	3395	4637	4688
1988	2110	163	15	2289	224	2513	1233	3746	4587	4634
1989	2198	184	17	2399	248	2648	1462	4109	4482	4593
1990	2238	183	17	2438	239	2677	1401	4078	4369	4506
1991	2275	178	16	2470	233	2702	1194	3896	4244	4406
1992	2321	173	16	2511	233	2744	960	3705	4108	4300
1993	2357	170	16	2544	232	2776	782	3557	3924	4189
1994	2404	170	16	2591	229	2819	692	3511	3744	4064
1995	2466	168	15	2650	216	2865	526	3391	3488	3908
1996	2516	166	14	2697	202	2898	355	3253	3242	3744
1997	2583	163	13	2759	184	2942	187	3129	3040	3525
1998	2627	159	13	2800	174	2972	89	3062	2776	3307
1999	2681	159	12	2854	172	3024	41	3065	2545	3109
2000	2743	159	12	2916	171	3086	-	3086	2353	2872
2001	2802	163	13	2979	173	3151	-	3151	2172	2628
2002	2880	168	13	3062	178	3238	-	3238	2030	2421
2003	2956	173	13	3144	182	3325	-	3325	1888	2235
2004	3022	177	14	3214	186	3398	-	3398	1770	2079
2005	3106	182	14	3303	189	3491	-	3491	1649	1937
Total	52148	3469	298	55933	4244	60162	11780	71942	70454	N.D.

Nota: [a] La capacité de production a été ajustée de façon à ce que les volumes produits soient égaux à la disposition totale.

Tableau A5-8 (suite)
Offre et demande de gaz naturel - Zones classiques

Pétajoules

Scénario de prix élevé

	Ventes nettes (1)	Combustible et pertes des pipelines (2)	Combustible de retraitement (3)	Demande de gaz primaire (4)	Retrait de retraitement (5)	Demande interne (6)	Exportations (7)	Disposition globale (8)	Capacité de production (9)	Capacité de production ajustée [a] (10)
1985	1910	133	13	2056	191	2247	991	3238	4692	4692
1986	1941	133	12	2087	187	2273	853	3126	4773	4748
1987	2000	143	13	2156	199	2356	1014	3370	4878	4811
1988	2058	159	15	2232	219	2451	1233	3684	4849	4877
1989	2111	176	17	2305	241	2546	1462	4007	4760	4855
1990	2130	174	16	2320	230	2550	1401	3950	4609	4793
1991	2142	167	15	2325	222	2547	1194	3741	4447	4693
1992	2169	161	15	2345	220	2566	960	3526	4231	4572
1993	2183	156	15	2355	218	2571	782	3353	3983	4454
1994	2219	154	15	2389	213	2601	692	3292	3746	4283
1995	2260	151	14	2426	199	2624	526	3149	3526	4104
1996	2282	147	13	2444	184	2627	355	2982	3329	3922
1997	2333	144	12	2489	165	2652	187	2840	3196	3747
1998	2378	140	11	2530	155	2683	89	2772	3031	3570
1999	2425	139	11	2577	151	2726	41	2767	2910	3415
2000	2473	139	11	2624	150	2772	-	2772	2840	3280
2001	2516	141	11	2670	151	2819	-	2819	2789	3164
2002	2576	145	11	2734	154	2886	-	2886	2782	3020
2003	2632	148	11	2793	158	2949	-	2949	2750	2906
2004	2700	152	12	2865	160	3024	-	3024	2714	2837
2005	2750	155	12	2919	163	3080	-	3080	2659	2788
Total	**48188**	3157	275	51641	3930	55550	11780	67327	77494	N.D.

Nota: [a] La capacité de production a été ajustée de façon à ce que les volumes produits soient égaux à la disposition totale.

ANNEXE 6

Tableau A6-1

Données historiques - Réserves établies initiales et réserves restantes de pétrole brut conventionnel - Zones de production classiques

(Millions de mètres cubes)

	1965	1966	1967	1968	1969	1970	1971	1972	1973	1974
Réserves initiales										
Pétrole brut léger	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
Pétrole brut lourd	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
Total	1960,4	2038,7	2154,2	2258,0	2324,5	2348,7	2387,5	2406,8	2416,9	2413,5
Réserves restantes										
Pétrole brut léger	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
Pétrole brut lourd	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.
Total	1528,3	1550,4	1610,5	1655,0	1659,2	1611,8	1573,4	1513,5	1420,6	1320,2

	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984
Réserves initiales										
Pétrole brut léger	1900,8	1890,0	1920,7	1939,4	1935,2	1935,4	1980,4	2055,1	2085,5	2164,8
Pétrole brut lourd	308,4	317,2	325,1	325,6	352,3	378,9	355,7	365,6	386,7	404,0
Total	2209,2	2207,2	2245,8	2265,0	2287,5	2314,3	2336,1	2420,7	2472,2	2568,8
Réserves restantes										
Pétrole brut léger	901,2	826,2	794,9	752,4	679,1	615,4	598,2	616,5	595,2	613,0
Pétrole brut lourd	128,1	127,9	124,4	114,1	128,4	144,3	117,3	119,2	123,8	127,7
Total	1029,3	954,1	919,3	866,5	807,5	759,7	715,5	735,7	719,0	740,7

N.D.: Non disponible.

Source: Données de l'Association canadienne du pétrole, 1965-1974.
Données de l'Office national de l'énergie, 1975-1984.

Tableau A6-2
Réserves établies et capacité de production de pétrole brut conventionnel
Zones de production classiques

	Réserves récupérables initiales au 31/12/84	Production cumulative au 31/12/84	Réserves restantes au 31/12/84	Capacité de production								
				1985	1986	1987	1988	1989	1990	1995	2000	2005
	(Millions de mètres cubes)			(Milliers de mètres cubes par jour)								
Pétrole brut léger												
Territoires du Nord-Ouest	39,900	4,681	35,219	2,9	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	3,5	2,1
Colombie-Britannique	79,312	60,755	18,557	5,4	5,2	4,8	4,2	3,7	3,2	1,8	1,0	,5
Alberta	1859,830	1344,895	514,935	143,8	136,6	123,0	107,6	93,6	81,4	43,1	24,5	13,6
Saskatchewan	143,092	109,241	33,851	10,3	10,5	9,5	8,3	7,3	6,4	3,4	1,5	,7
Manitoba	32,576	22,998	9,578	2,1	2,0	1,9	1,8	1,6	1,5	1,0	,6	,4
Ontario	10,102	9,340	,762	,2	,2	,2	,2	,2	,1	,0	,0	,0
Total partiel	2164,812	1551,910	612,902	164,7	158,8	143,6	126,2	110,5	96,9	53,6	31,2	17,3
Pétrole brut lourd												
Alberta	125,732	74,258	51,474	18,1	17,8	15,7	13,6	11,7	10,1	4,8	1,7	,6
Saskatchewan	278,134	201,902	76,232	21,3	20,5	18,4	16,5	14,7	13,2	7,6	4,0	2,0
Manitoba	,242	,207	,350	,0	,0	,0	,0	,0	,0	,0	,0	,0
Total partiel	404,108	276,367	127,741	39,4	38,3	34,2	30,0	26,4	23,3	12,5	5,7	2,5
Total pour le pétrole brut												
Territoires du Nord-Ouest	39,900	4,681	35,219	2,9	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	3,5	2,1
Colombie-Britannique	79,312	60,755	18,557	5,4	5,2	4,8	4,2	3,7	3,2	1,8	1,0	,5
Alberta	1985,562	1419,153	566,409	161,8	154,4	138,7	121,2	105,3	91,5	48,0	26,2	14,2
Saskatchewan	421,226	311,143	110,083	31,6	31,0	27,9	24,8	22,0	19,6	11,1	5,5	2,6
Manitoba	32,818	23,205	9,613	2,1	2,1	1,9	1,8	1,6	1,5	1,0	,6	,4
Ontario	10,102	9,340	,762	,2	,2	,2	,2	,2	,1	,0	,0	,0
Grand total	2568,920	1828,277	740,643	204,1	197,1	177,8	156,3	137,0	120,2	66,1	36,9	19,9

Nota: Les estimations des réserves de ce tableau correspondent aux deux scénarios. Les capacités de production se rapportent, pour leur part, au scénario de prix élevé. Concernant le scénario de prix bas, l'approvisionnement de pétrole brut léger à partir des réserves établies actuelles est prévu être environ deux pour cent inférieur à l'approvisionnement estimé selon le scénario de prix élevé. En ce qui à trait à l'approvisionnement de pétrole brut lourd, cette différence serait de cinq pour cent.

Tableau A6-3
Réserves établies et capacité de production de pétrole brut conventionnel par gisement, oléoduc et région - Zones de production classiques

Pétrol brut léger

	Réserves initiales récupérables au 31/12/84	Production cumulative au31/12/84	Réserves restantes Au31/12/84	Capacité de production								
	(Millions de mètres cubes)			(Mètres cubes par jour)								
				1985	1986	1987	1988	1989	1990	1995	2000	2005
Territoires du Nord-Ouest												
Norman Wells	39,900	4,681	35,219	2860	4200	4200	4200	4200	4200	4200	3533	2143
Total du réseau	39,900	4,681	35,219	2860	4200	4200	4200	4200	4200	4200	3533	2143
Total des T. N.-O.	39,900	4,681	35,219	2860	4200	4200	4200	4200	4200	4200	3533	2143
Colombie- Britannique												
Blueberry Taylor Pipelines												
Aitken Creek-Gething A	1,000	0,939	0,061	37	32	27	23	20	17	0	0	0
Blueberry Debolt	2,642	2,068	0,574	125	147	158	152	135	119	63	34	0
Eagle West Belloy A(80%)	4,160	2,074	2,086	895	886	794	641	517	417	143	49	0
Eagle Belloy B (80%)	0,857	0,291	0,566	180	206	179	153	130	111	49	22	10
Inga-Inga, total	6,250	5,181	1,069	332	298	268	241	217	195	115	67	20
Stoddart West, total	1,057	0,363	0,694	210	210	199	175	153	134	70	36	3
Divers	0,618	0,297	0,321	35	33	31	29	27	25	20	16	13
Total du réseau	16,584	11,213	5,371	1816	1814	1658	1416	1201	1021	462	226	47
Trans-Prairie Pipeline Ltd Beaton-R												
Beatton R. Halfway, tot.	1,650	1,370	0,280	102	90	80	71	63	55	30	13	0
Beatton Rvr W. Bluesky A	0,975	0,711	0,264	76	68	61	55	50	45	27	16	9
Eagle West Belloy A(20%)	1,040	0,518	0,522	223	221	198	160	129	104	35	12	0
Eagle Belloy B (20%)	0,214	0,073	0,141	45	51	44	38	32	27	12	5	2
Milligan Creek-Halfway	6,933	6,503	0,430	214	204	176	137	107	83	24	0	0
Peejay-Halfway	10,000	9,019	0,981	336	310	279	245	214	188	97	50	0
Weasel-Halfway	3,150	2,637	0,513	237	215	185	151	123	100	36	13	0
Wildmint-Halfway	1,615	1,379	0,236	105	89	75	63	53	45	19	8	0
Divers	1,930	1,551	0,379	119	109	99	91	83	76	48	6	0
Total du réseau	27,507	23,761	3,746	1462	1361	1202	1014	858	728	332	127	12
Trans-Prairie Pipes Ltd B-Lake Taylor												
Boundary Lake, unité no. 1	17,500	12,429	5,071	1060	983	913	847	786	730	503	346	238
Boundary Lake, unité no. 2	11,300	9,297	2,003	571	517	468	424	383	347	211	128	78
Bdry Lk Dome 1 & 2	3,300	2,656	0,644	148	136	126	116	107	99	66	44	29
Transprairie Bndlk, div.	0,499	0,343	0,156	43	45	45	42	37	33	18	6	0
Total du réseau	32,599	24,725	7,874	1822	1682	1552	1430	1316	1210	799	526	347

Tableau A6-3 (suite)
Réserves établies et capacité de production de
pétrole brut conventionnel par gisement, oléoduc et région - Zones de production classiques

Pétrol brut léger

	Réserves initiales récupérables au 31/12/84	Production cumulative au31/12/84	Réserves restantes Au31/12/84	Capacité de production 1985	1986	1987	1988	1989	1990	1995	2000	2005
	(Millions de mètres cubes)			(Mètres cubes par jour)								
Pétrole par camion en C.-B.												
Par camion en C.-B.	2,622	1,056	1,566	315	350	348	324	294	267	163	100	61
Total du réseau	2,622	1,056	1,566	315	350	348	324	294	267	163	100	61
Total pour la C.-B,	79,312	60,755	18,557	5417	5208	4762	4186	3670	3228	1758	980	468
Alberta												
Bow River Pipelines Ltd. - léger et moyen												
Cessford Banff B	0,579	0,122	0,457	87	82	77	72	68	64	47	35	25
Provost Viking Cak	10,100	6,954	3,146	686	641	599	559	523	488	348	248	176
Divers et non déf.	4,215	1,026	3,189	640	638	606	564	525	488	341	238	166
Total du réseau	14,894	8,102	6,792	1413	1362	1283	1197	1117	1042	736	521	368
Cremona Pipeline												
Crossfield Cardium A	3,030	2,811	0,219	85	77	69	62	56	51	30	0	0
Crossfield Field, autres	0,877	0,352	0,525	140	137	125	113	102	93	56	34	20
Crossfield East Fld, total	0,993	0,765	0,228	94	84	75	67	60	54	23	0	0
Garrington Card A&B(27%)	0,872	0,708	0,164	50	49	45	40	36	33	20	6	0
Garrington Mann D (27%)	0,085	0,025	0,060	32	27	22	18	14	11	4	0	0
Garrington Viking A(27%)	0,269	0,092	0,177	61	54	48	43	39	34	19	11	0
Garrington Wabamun A	1,230	1,041	0,189	65	72	61	52	44	37	16	7	0
Garrington Fld, autres(27%)	0,393	0,208	0,185	54	57	54	48	43	39	22	0	0
Harmattan East Rundle	11,650	10,063	1,587	691	585	496	420	356	302	131	57	0
Harmattan East Viking E	1,070	0,215	0,855	430	384	316	256	207	168	58	0	0
Harmattan Elkton Rundle C	11,500	8,684	2,816	965	847	744	653	573	503	262	136	71
Westward Ho Rundle A	2,200	1,619	0,581	180	180	168	148	130	114	59	31	0
Lochend Cardium A	0,904	0,200	0,704	195	191	175	158	143	129	78	47	4
Divers et non déf.	0,407	0,165	0,242	85	85	85	84	80	72	0	0	0
Total du réseau	35,480	26,948	8,532	3129	2835	2490	2170	1890	1646	785	332	96
Federated Pipe Lines Ltd												
Carson Creek North BHL A	6,955	5,235	1,720	1100	950	704	521	386	286	63	1	0
Carson Creek North BHL B	17,000	14,721	2,279	1056	852	768	638	530	441	174	69	0
Judy Creek BHL A	48,000	43,409	4,591	1749	1537	1350	1186	1042	916	479	231	0
Judy Creek BHL B	17,000	14,517	2,483	740	740	738	677	595	522	272	142	0

Pétrol brut léger

	Réserves initiales récupérables au 31/12/84	Production cumulative au31/12/84	Réserves restantes Au31/12/84	Capacité de production 1985	1986	1987	1988	1989	1990	1995	2000	2005
	(Millions de mètres cubes)			(Mètres cubes par jour)								
Federated Pipe Lines Ltd												
Judy Creek Viking A	0,860	0,589	0,271	137	115	96	81	68	57	23	0	0
Meekwap D-2A	4,500	2,637	1,863	700	729	620	518	433	361	147	59	24
Swan Hills BHL A&B	107,500	81,137	26,363	5850	6022	5514	5039	4605	4209	2683	1711	1091
Swan Hills BHL C	25,600	17,345	8,255	1450	1416	1333	1254	1180	1110	818	603	444
Swan Hills South BHL A&B	70,830	50,273	20,557	3575	3600	3525	3115	2750	2459	1591	1165	913
Virginia Hills BHL	21,450	18,981	2,469	1320	1237	974	764	600	471	140	0	0
Virginia Hills Belloy A	4,328	1,086	3,242	1053	930	822	726	641	567	305	164	88
Divers et non déf.	1,190	0,711	0,479	165	138	124	110	97	86	47	26	14
Total du réseau	325,213	250,641	74,572	18896	18271	16573	14636	12933	11490	6750	4175	2577
Gibson Petroleum Company Ltd.												
Bellshill Blairmore	12,000	7,043	4,957	1900	1966	1691	1413	1180	985	400	162	0
Thompson Lake Blairmore	0,794	0,625	0,169	93	81	65	52	42	34	11	0	0
Divers et non déf.	0,180	0.044	0.136	45	44	41	37	33	30	18	0	0
Total du réseau	12,974	7,712	5,262	2038	2093	1798	1503	1256	1050	430	162	0
Gulf Canada Pipe Line												
Bashaw Field, total	1,100	0,494	0,606	157	170	153	137	122	110	63	36	21
Chigwell Field, total	1,800	0,748	1,052	345	363	325	287	253	223	119	0	0
Clive D-2A	3,250	2,007	1,243	325	312	283	257	234	212	131	81	50
Clive D-3A	7,030	4,643	2,387	643	583	529	479	435	394	242	148	91
Drumheller D-2A	1,820	1,285	0,535	179	158	140	124	109	96	52	28	15
Drumheller D-2B	2,550	1,417	1,133	605	542	426	335	263	207	62	18	0
Duhamel D-3B	1,460	1,210	0,250	120	114	92	75	60	49	17	0	0
Erskine D-3	3,800	3,434	0,366	125	136	120	105	92	81	42	0	0
Fenn-Big Valley D-2A	53,500	42,417	11,083	6269	5008	4000	3195	2553	2039	663	215	0
Fenn Big Valley D-3F	2,200	1,868	0,332	170	107	94	82	71	62	30	15	0
Fenn West D-2A	1,560	1,135	0,425	183	186	153	126	103	84	31	8	0
Fenn West D-3E	0,796	0,159	0,637	235	235	230	193	158	130	47	17	6
Fenn West Field, autres	0,550	0,210	0,340	125	127	111	94	80	68	30	13	0
Hussar Glauconite A	3,400	2,750	0,650	277	237	202	173	148	126	57	26	0
Hussar Field, autres	0,930	0,681	0,249	95	85	77	69	63	56	34	0	0
Joffre D-2	8,600	6,542	2,058	465	490	450	412	376	344	219	139	89
Mikwan Field, total	0,643	0,162	0,481	120	119	112	101	91	83	50	30	18
Parflesh L. Mann. C	0,640	0,360	0,280	90	86	76	67	59	51	27	14	7
Rich D-3	1,900	0,472	1,428	250	250	250	250	250	249	157	95	57

Tableau A6-3 (suite)
Réserves établies et capacité de production de
pétrole brut conventionnel par gisement, oléoduc et région - Zones de production classiques

Pétrol brut léger

	Réserves initiales récupérables au 31/12/84	Production cumulative au31/12/84	Réserves restantes Au31/12/84	Capacité de production 1985	1986	1987	1988	1989	1990	1995	2000	2005
	(Millions de mètres cubes)			(Mètres cubes par jour)								
Gulf Canada Pipe Line												
Stettler D-2A	4,200	3,875	0,325	122	108	96	86	76	68	37	0	0
Stettler D-3A	3,690	3,024	0,666	290	274	230	192	160	134	54	0	0
Wayne-Rosedale Bsl Qtz B	0,908	0,412	0,496	145	143	130	116	104	93	54	31	0
Wayne-Rosedale Fld, autres	0,597	0,172	0,425	95	95	95	91	84	78	52	35	0
West Drumheller D-2A	4,800	4,257	0,543	207	183	162	144	127	113	61	0	0
Wood River D-2C	0,518	0,284	0,234	71	63	57	51	45	41	23	13	8
Wood River Field, autres	0,891	0,198	0,693	135	135	134	128	118	109	73	49	32
Divers et non déf.	23,688	17,881	5,807	1575	1450	1431	1311	1186	1073	651	395	187
Total du réseau	136,821	102,097	34,724	13421	11770	10171	8692	7434	6386	3091	1415	586
Imperial Pipe Line Co Ltd Ellerslie												
Acheson D-3A	20,450	16,262	4,188	1900	1795	1468	1199	980	800	291	106	0
Acheson Field, autres	1,105	0,787	0,318	130	121	104	90	77	66	31	0	0
Acheson East Blairmore B	0,750	0,343	0,407	210	197	158	126	101	81	27	0	0
Golden Spike D-3A	28,500	27,619	0,881	259	225	199	178	161	146	101	76	0
Morinville D-3B	1,959	1,355	0,604	350	397	307	206	138	92	12	0	0
Yekau Lake D-3A	0,750	0,607	0,143	90	79	59	44	33	25	6	0	0
Divers et non déf.	6,642	5,488	1,154	423	365	316	275	240	211	114	66	0
Total du réseau	60,156	52,461	7,695	3363	3182	2614	2121	1733	1425	584	249	0
Imperial Pipe Line Co Ltd Excelsior												
Excelsior D-2	4,400	4,104	0,296	128	108	92	78	67	58	30	0	0
Fairydell-Bon Accord D3A	2,070	1,714	0,356	150	132	113	96	82	70	31	14	0
Divers et non déf.	1,042	0,737	0,305	90	98	88	78	69	61	33	18	0
Total du réseau	7,512	6,555	0,957	368	339	293	253	219	190	95	32	0
Imperial Pipe Line Co Ltd Leduc												
Leduc Woodbend D-2A	14,125	14,015	0,110	65	60	55	47	40	32	0	0	0
Leduc Woodbend D-3A	39,300	38,244	1,056	726	604	475	374	294	231	0	0	0
Divers et non déf.	6,740	6,480	0,260	127	122	99	81	65	53	19	0	0
Total du réseau	60,165	58,739	1,426	919	787	630	502	400	318	19	0	0

Tableau A6-3 (suite)
Réserves établies et capacité de production de pétrole brut conventionnel par gisement, oléoduc et région - Zones de production classiques

Pétrol brut léger

	Réserves initiales récupérables au 31/12/84	Production cumulative au31/12/84	Réserves restantes Au31/12/84	Capacité de production 1985	1986	1987	1988	1989	1990	1995	2000	2005
	(Millions de mètres cubes)			(Mètres cubes par jour)								
Imperial Pipeline Redwater												
Redwater D-3	128,000	121,350	6,650	2874	2458	2037	1702	1433	1215	582	313	0
Redwater UML Viking A	0,257	0,118	0,139	72	60	50	41	35	29	8	0	0
Divers et non déf.	0,607	0,239	0,368	105	100	96	86	78	70	41	24	0
Total du réseau	128,864	121,707	7,157	3051	2619	2183	1831	1547	1316	633	338	0
Murphy Milk River Pipeline												
Coutts, total	0,600	0,456	0,144	60	64	56	45	37	30	11	0	0
Manyberries, total	2,200	0,691	1,509	520	548	471	405	348	299	140	66	0
Turin Field, total	0,888	0,225	0,663	280	259	221	188	160	136	61	0	0
Divers et non déf.	1,060	0,868	0,192	84	74	66	58	51	45	9	0	0
Total du réseau	4,748	2,240	2,508	944	947	814	698	598	513	223	66	0
Norcen Energy Resources Ltd.												
Joarcam Viking	17,440	14,973	2,467	950	900	776	668	575	495	233	110	0
Total du réseau	17,440	14,973	2,467	950	900	776	668	575	495	233	110	0
Peace River Oil Pipe Line Co. Ltd												
Ante Creek BHL	2,550	1,683	0,867	245	280	279	255	220	189	89	37	0
Ante Creek BHL B	0,600	0,347	0,253	174	131	99	74	56	42	10	0	0
Bonanza Boundary A	0,505	0,204	0,301	158	131	108	89	74	61	23	0	0
Cherhill Field, total	2,350	1,387	0,963	315	305	270	237	208	183	95	49	13
Edson Field, total	1,572	0,841	0,731	202	187	174	161	149	139	95	65	0
Fox Creek BHL A	0,375	0,178	0,197	95	79	65	54	45	37	14	5	0
Gift Slave Pt A+C+E+F	1,400	0,110	1,290	250	250	246	229	212	195	131	87	58
Gift Field, autres	0,586	0,033	0,553	152	137	124	112	101	92	55	33	20
Goose River BHL A	7,160	5,276	1,884	812	739	617	515	430	359	146	59	7
Grand Prairie Halfway A	0,480	0,055	0,425	100	92	84	77	71	65	42	27	18
Kakwa A Cardium A	0,851	0,137	0,714	285	295	251	207	170	140	52	19	0
Kaybob BHL A	16,775	14,717	2,058	1102	912	755	624	517	427	166	0	0
Kaybob South Triassic A	17,600	10,178	7,422	2000	2100	2080	1874	1645	1445	754	393	205
Nipisi Gilwood A(40%)	21,200	13,956	7,244	2240	2400	2398	2160	1804	1507	612	249	101
Nipisi Keg Rvr Sd A(40%)	0,300	0,148	0,152	54	54	46	40	34	29	14	6	0
Nipisi Keg Rvr Sd E(40%)	0,227	0,092	0,135	48	46	41	35	30	26	12	5	0
Nipisi Field, autres (40%)	0,598	0,238	0,360	75	96	87	78	71	64	39	23	14
Otter Field, total	1,200	0,090	1,110	250	300	288	258	230	205	115	64	36

Tableau A6-3 (suite)
Réserves établies et capacité de production de
pétrole brut conventionnel par gisement, oléoduc et région - Zones de production classiques

Pétrol brut léger

	Réserves initiales récupérables au 31/12/84	Production cumulative au31/12/84	Réserves restantes Au31/12/84	Capacité de production 1985	1986	1987	1988	1989	1990	1995	2000	2005
	(Millions de mètres cubes)			(Mètres cubes par jour)								
Peace River Oil Pipe Line Co. Ltd												
Loon Field, total	0,785	0,227	0,558	130	152	137	124	112	102	61	37	22
Panny Keg River D	0,650	0,038	0,612	188	167	149	132	118	105	58	32	18
Panny Field, autres	0,759	0,026	0,733	185	180	163	147	132	119	70	41	24
Pine Creek Field, total	0,880	0,505	0,375	121	107	95	85	77	70	45	31	0
Pouce Coupe S. Bdry B	1,200	0,142	1,058	131	163	180	180	180	180	126	84	56
Red Earth Granite Wash A	4,000	2,745	1,255	325	318	291	265	241	219	136	84	52
Red Earth Slave Pt A	0,799	0,433	0,366	125	118	104	92	81	71	38	20	0
Red Earth Field, autres	3,886	1,669	2,217	350	380	367	334	305	280	193	142	110
Rycroft Field, total	0,670	0,070	0,600	120	170	168	153	135	119	63	34	18
Simonette D-3	6,100	5,472	0,628	276	234	198	168	142	121	53	23	0
Snipe Lake BHL	10,000	7,734	2,266	570	572	524	474	429	388	235	143	86
Spirit River Doig A	0,850	0,094	0,756	227	203	181	162	145	130	74	42	24
Sturgeon Lake D-3	3,690	3,159	0,531	170	151	135	121	108	96	54	31	17
Sturgeon Lake South D-3	25,500	18,425	7,075	2000	2195	2011	1757	1535	1341	683	347	177
Sturgeon Lake South D-3C	0,450	0,070	0,380	110	110	104	92	80	70	37	19	10
Tangent Field, total	1,860	0,169	1,691	340	400	381	345	312	282	171	104	63
Utikuma Lk KR Sand A(16%)	1,224	0,682	0,542	182	193	171	146	124	106	47	21	9
Utik. Lk KR Sd NKRAA(16%)	0,211	0,096	0,115	54	56	45	35	28	22	6	1	0
Utikuma Lk Fld, autres(16%)	0,436	0,083	0,353	80	80	79	73	66	59	36	22	13
Valhalla Doe Creek I	2,540	0,272	2,268	560	560	531	480	433	391	235	141	84
Valhalla Field, autres	0,950	0,086	0,864	205	229	207	187	170	153	93	56	34
Wembley Halfway B	2,400	0,407	1,993	430	534	496	445	398	357	206	118	68
Wembley Field, autres	0,457	0,076	0,381	95	140	131	112	97	83	39	0	0
Windfall D-3A	2,800	2,042	0,758	265	190	171	154	138	124	73	43	25
Divers et non-déf.	6,766	4,099	2,667	700	784	711	640	576	519	307	181	
Total du réseau	156,192	98,491	57,701	16503	16934	15765	14003	12249	10731	5623	2941	1396
Pembina Pipeline Company Ltd												
Bigoray Cardium B	0,800	0,247	0,553	183	155	132	114	98	86	46	27	17
Bigoray Nisku B	0,900	0,325	0,575	160	160	156	138	121	106	55	29	15
Bigoray Nisku E	0,900	0,252	0,648	180	180	178	160	140	123	64	33	17
Bigoray Nisku F	1,510	0,702	0,808	380	387	324	252	196	153	43	12	0
Bigoray Nisku H	0,750	0,188	0,562	220	217	188	157	131	110	44	18	0
Bigoray Nisku K	0,340	0,153	0,187	79	63	52	43	37	32	18	11	0
Brazeau River Nisku A	3,975	1,766	2,209	1085	1084	931	711	543	414	107	27	0
Brazeau River Nisku B	1,840	0,472	1,368	435	460	460	431	356	293	110	41	34

Tableau A6-3 (suite)
Réserves établies et capacité de production de
pétrole brut conventionnel par gisement, oléoduc et région - Zones de production classiques

Pétrol brut léger

	Réserves initiales récupérables au 31/12/84	Production cumulative au31/12/84	Réserves restantes Au31/12/84	Capacité de production 1985	1986	1987	1988	1989	1990	1995	2000	2005
	(Millions de mètres cubes)			(Mètres cubes par jour)								
Pembina Pipeline Company Ltd												
Brazeau River Nisku D	1,760	0,542	1,218	375	400	400	369	308	258	104	42	17
Brazeau River Nisku E	1,500	0,648	0,852	435	434	370	280	211	160	39	0	0
Brazeau River Fld, autres	1,584	0,376	1,208	240	300	287	260	235	212	129	78	47
Carrot Creek Field, total	2,277	0,434	1,843	550	559	521	457	402	353	184	96	50
Crystal Viking A	5,749	0,489	5,260	1060	1100	1100	1086	995	901	546	331	201
Cyn-Pem Cardium A	2,230	1,883	0,347	180	136	106	85	70	58	28	17	0
Cyn-Pem Cardium D	0,355	0,115	0,240	118	99	82	68	57	47	19	0	0
Cyn-Pem Field, autres	1,335	0,301	1,034	300	298	271	240	213	189	103	57	31
Highvale Lower Mann A	0,625	0,175	0,450	122	120	106	92	82	73	45	31	23
Highvale Field, autres	0,920	0,213	0,707	150	190	171	155	140	126	76	45	27
Minnehik Buck Lk Fld, total	0,733	0,171	0,562	170	152	137	124	112	103	69	49	0
Niton Basal Quartz B	1,520	0,896	0,624	150	145	131	120	109	100	66	45	32
Pembina Cardium	228,000	157,233	70,767	7350	6990	6734	6391	6074	5779	4585	3726	3088
Pembina Keystone BR B	8,000	5,674	2,326	551	498	451	410	373	340	218	145	100
Pembina Keystone BR C	2,782	1,884	0,898	305	270	239	212	187	166	90	49	26
Pembina Keystone BR I	1,633	0,899	0,734	120	119	115	108	101	96	73	57	46
Pembina Keystone BR M	1,470	0,956	0,514	106	99	93	87	82	77	56	40	29
Pembina Keystone BR U	1,800	0,963	0,837	180	180	176	163	151	139	93	62	42
Pembina Keystone BR X	1,316	0,384	0,932	130	130	130	129	122	114	84	64	51
Pembina Belly Rvr, autres	3,472	1,276	2,196	440	440	437	409	377	348	233	156	105
Pembina Nisku A	1,960	0,639	1,321	462	500	498	430	345	277	92	30	10
Pembina Nisku C	0,715	0,353	0,362	200	177	139	110	86	68	20	0	0
Pembina Nisku D	2,550	1,093	1,457	700	699	602	464	358	276	75	20	0
Pembina Nisku G	2,100	0,648	1,452	620	585	486	402	333	275	106	41	15
Pembina Nisku J	0,564	0,196	0,368	110	89	81	73	66	60	36	22	13
Pembina Nisku K	1,700	0,518	1,182	500	467	389	323	268	223	88	35	13
Pembina Nisku L	4,100	0,784	3,316	1000	1000	1000	1000	933	766	281	103	38
Pembina Nisku M	2,140	0,458	1,682	633	630	559	467	390	325	132	53	21
Pembina Nisku O	1,190	0,182	1,008	290	290	290	281	242	206	92	41	18
Pembina Nisku P	3,190	0,457	2,733	800	900	859	736	627	534	240	107	48
Pembina Nisku Q	2,350	0,060	2,290	385	320	301	261	230	205	130	94	73
Pembina Nisku S	0,350	0,084	0,266	100	100	91	76	63	53	21	8	0
Pembina Nisku, div.	2,922	1,075	1,847	510	509	471	417	370	328	180	98	54
Pembina Ostracod E	1,000	0,167	0,833	130	200	199	185	168	152	92	55	33
Westpem Nisku A	1,990	0,632	1,358	588	546	452	374	309	256	99	38	14
Westpem Nisku C	3,200	0,771	2,429	850	850	817	690	576	481	195	79	32
Westpem Nisku D	1,540	0,517	1,023	450	414	342	283	234	193	74	28	11
Will-Green Card A (75%)	20,250	11,603	8,647	1012	941	879	823	773	728	557	444	365

Tableau A6-3 (suite)
Réserves établies et capacité de production de
pétrole brut conventionnel par gisement, oléoduc et région - Zones de production classiques

Pétrol brut léger

	Réserves initiales récupérables au 31/12/84	Production cumulative au31/12/84	Réserves restantes Au31/12/84	Capacité de production								
	(Millions de mètres cubes)			1985	1986	1987	1988	1989	1990	1995	2000	2005
				(Mètres cubes par jour)								
Pembina Pipeline Company Ltd												
Will-Green Viking A(75%)	0,412	0,269	0,143	60	56	48	42	36	32	16	0	0
Will-Green Fld, autres(75%)	1,108	0,423	0,685	172	190	172	156	141	127	77	47	0
Pembina Pipeline, d. et n.-d,	3,890	1,640	2,250	650	669	597	532	474	422	237	133	41
Total du réseau	339,297	202,186	137,111	25982	25512	23774	21401	19070	16964	10192	6789	4794
Rainbow Pipeline Company Limited												
Amigo Field, total	0,622	0,166	0,456	130	129	117	104	92	82	45	24	13
Amber Field, total	1,000	0,284	0,716	200	212	189	167	148	132	72	39	21
Evi Field, total	1,800	0,461	1,339	319	283	252	226	204	185	121	85	63
Golden-Slave Pt A	2,500	1,678	0,822	380	345	283	233	191	157	58	21	0
Mitsue-Gilwood A	61,000	38,739	22,261	4175	4193	4325	4400	4283	3890	2359	1431	868
Nipisi Gilwood A (60%)	31,800	20,933	10,867	3360	3600	3597	3241	2707	2261	919	373	151
Nipisi Keg Rvr Sd A(60%)	0,450	0,222	0,228	81	81	69	60	51	44	21	9	0
Nipisi Keg Rvr Sd E(60%)	0,341	0,138	0,203	72	70	62	53	46	39	18	8	0
Nipisi Field, autres (60%)	0,897	0,357	0,540	112	144	130	118	106	96	58	35	21
Rainbow KR A	11,298	8,173	3,125	1103	964	842	736	643	562	286	145	74
Rainbow KR B	30,470	17,725	12,745	1525	1572	1392	1226	1092	983	645	472	368
Is No. 1, autres	11,126	8,936	2,190	924	787	671	571	487	415	186	83	4
Rainbow KR F	19,100	13,986	5,114	1602	1421	1261	1119	993	881	484	266	146
Rainbow KR I	3,410	2,309	1,101	330	358	313	272	236	205	102	50	25
Rainbow KR N	0,900	0,543	0,357	180	162	130	104	83	67	22	7	0
Rainbow KR Aa	7,000	6,311	0,689	242	269	233	196	166	140	59	25	0
Rainbow KR Ii	2,251	1,643	0,608	120	140	138	123	107	94	55	36	25
Rainbow KR Mm	0,500	0,150	0,350	120	119	111	95	82	70	33	15	0
I.S. No. 2, autres	4,287	3,038	1,249	551	463	390	328	276	232	98	41	17
I.S. No. 11, autres	3,258	2,610	0,648	286	242	206	175	148	126	55	24	0
Rainbow Field, autres	8,898	5,635	3,263	1425	1384	1144	945	780	645	248	95	0
Rainbow South-KR A	1,750	1,624	0,126	62	56	47	39	32	27	9	0	0
Rainbow South-KR B	4,200	3,099	1,101	350	320	320	320	294	246	100	40	16
Rainbow South-KR E	2,570	2,101	0,469	145	120	113	101	90	81	46	26	15
Rainbow S. Fld, autres	3,275	1,895	1,380	469	413	364	320	282	248	131	69	37
Sawn Lake Slave Pt A	0,485	0,040	0,445	110	108	99	89	81	73	44	26	16
Sawn Lake Slave Pt J	0,700	0,018	0,682	120	140	140	139	132	119	72	43	26
Seal Slave Pt A	0,560	0,223	0,337	113	100	89	79	70	62	34	18	9
Shekilie Field, total	3,218	1,490	1,728	800	739	606	496	406	332	122	45	0
Slave-Slave Pt G+L	0,950	0,178	0,772	201	250	241	209	180	155	73	34	16
Slave-Slave Pt. H	1,000	0,076	0,924	400	447	379	295	230	179	51	14	0

Tableau A6-3 (suite)
Réserves établies et capacité de production de pétrole brut conventionnel par gisement, oléoduc et région - Zones de production classiques

Pétrol brut léger

	Réserves initiales récupérables au 31/12/84	Production cumulative au31/12/84	Réserves restantes Au31/12/84	Capacité de production 1985	1986	1987	1988	1989	1990	1995	2000	2005
	(Millions de mètres cubes)			(Mètres cubes par jour)								
Rainbow Pipeline Company Limited												
Utikuma Lk KR Sand A(84%)	6,426	3,583	2,843	958	1015	898	765	652	556	[illegible]	112	50
Utik. Lk KR Sd NKRAA(84%)	1,110	0,503	0,607	283	297	243	191	150	118	35	0	0
Utikuma Lk Fld, autres(84%)	2,287	0,434	1,853	420	420	418	388	351	317	192	116	70
Virgo Field, total	7,147	5,615	1,532	532	651	570	469	385	317	119	45	0
Zama Field, total	14,908	10,680	4,228	1150	1149	1081	978	885	801	485	294	0
Divers et non déf.	1,442	1,335	0,107	55	46	39	33	27	23	5	0	0
Total du réseau	254,936	166,931	88,005	23410	23225	21515	19418	17188	14976	7729	4187	2061
Rangeland Pipeline Company Limited												
Caroline Cardium E	2,200	0,782	1,418	400	400	395	355	312	274	143	74	39
Caroline Viking A	1,241	0,778	0,463	120	111	103	96	89	82	56	39	0
Ferrier Cardium D	3,000	1,498	1,502	258	238	220	204	190	177	128	97	76
Ferrier Cardium E	4,850	2,126	2,724	440	439	407	359	321	289	192	141	111
Ferrier Cardium G	3,494	0,738	2,756	380	400	399	377	343	315	217	162	127
Garrington Card A&B(73%)	2,358	1,915	0,443	135	131	119	107	97	87	52	31	0
Garrington Mann D (73%)	0,230	0,067	0,163	87	74	60	48	39	31	10	0	0
Garrington Viking A(73%)	0,728	0,248	0,480	165	147	132	118	105	94	53	30	0
Garrington Fld, autres(73%)	1,062	0,565	0,497	146	152	144	129	116	104	60	5	0
Gilby Basal Mann. B	1,300	0,900	0,400	86	80	75	69	64	60	41	29	20
Gilby Jurassic B	3,670	2,354	1,316	277	253	232	212	195	179	120	83	59
Gilby Field, autres	4,434	3,531	0,903	230	239	225	199	177	157	91	56	35
Innisfail D-3	12,500	10,741	1,759	925	904	710	548	422	325	88	0	0
Med River Glauconitic A	2,110	1,405	0,705	275	277	243	205	173	146	62	0	0
Med River Jurassic A	1,800	1,571	0,229	118	97	81	67	55	45	17	0	0
Med River Jurassic C&K	2,170	1,357	0,813	235	226	202	181	162	145	84	48	28
Med River Jurassic D	2,130	1,451	0,679	167	153	140	128	117	107	68	44	28
Med River Pekisko E	0,791	0,466	0,325	56	50	45	41	37	34	24	18	14
Med River Pekisko I	1,100	0,733	0,367	185	181	145	114	89	70	21	0	0
Med River Pekisko N	0,600	0,172	0,428	75	72	68	62	57	53	37	28	21
Med River Viking D&F	0,560	0,147	0,413	250	227	176	135	104	80	0	0	0
Med River Field, autres	2,453	1,563	0,890	265	265	253	224	199	176	97	53	0
Ricinus Cardium A	2,880	1,100	1,780	345	310	304	277	252	230	151	105	76
Ricinus Field, autres	2,912	1,354	1,558	400	400	379	339	304	272	157	90	52
Sundre Rundle A	5,600	4,606	0,994	390	371	332	280	235	198	84	35	0
Sylvan Lake Pekisko B	2,300	1,416	0,884	230	222	201	182	165	149	90	54	33
Sylvan Lake Field, autres	3,705	2,030	1,675	410	410	403	367	332	301	182	110	67

Tableau A6-3 (suite)
Réserves établies et capacité de production de
pétrole brut conventionnel par gisement, oléoduc et région - Zones de production classiques

Pétrol brut léger

	Réserves initiales récupérables au 31/12/84	Production cumulative au31/12/84	Réserves restantes Au31/12/84	Capacité de production 1985	1986	1987	1988	1989	1990	1995	2000	2005
	(Millions de mètres cubes)			(Mètres cubes par jour)								
Rangeland Pipeline Company Limited												
Will-Green Card A(25%)	6,750	3,868	2,882	337	313	293	274	257	242	185	148	121
Will-Green Viking A(25%)	0,138	0,090	0,048	20	19	17	15	13	11	1	0	0
Will-Green Fld, autres(25%)	0,369	0,141	0,228	57	63	57	51	47	42	25	15	0
Wimborne D-3A	3,200	2,318	0,882	407	400	362	282	220	171	49	14	0
Divers et non déf.	4,180	2,342	1,838	537	458	414	375	339	307	186	113	68
Total du réseau	86,815	54,373	32,442	8415	8096	7349	6436	5642	4970	2787	1632	931
Texaco Canada Inc.												
Bonnie Glen D-3A	86,500	72,215	14,285	9107	7531	5911	4385	3253	2413	542	73	0
Glen Park D-3A	3,424	2,967	0,457	267	211	166	131	104	82	25	7	0
Westerose D-3	22,000	17,283	4,717	3250	2592	1904	1399	1027	755	161	33	0
Wizard Lake D-3A	59,000	46,777	12,223	4830	4120	3883	3284	2770	2337	999	427	182
Divers et non déf.	1,945	1,594	0,351	97	104	95	84	74	66	36	20	10
Total du réseau	172,869	140,836	32,033	17552	14559	11962	9285	7230	5654	1764	561	193
Trans-Prairie Ltd. Boundary Lake S.												
Boundary L. South Tria. C	0,640	0,326	0,314	55	49	45	41	38	35	26	20	17
Boundary L. South Tria. E	4,070	2,231	1,839	422	388	358	329	303	279	185	122	81
Boundary L. South Tria. H	0,649	0,166	0,483	80	80	79	74	70	66	48	35	26
Divers et non déf.	0,420	0,051	0,369	135	109	99	88	78	69	38	20	0
Total du réseau	5,779	2,774	3,005	692	628	582	535	491	451	298	200	124
Twining Pipeline Division												
Twining-Rundle A & Lm A	5,600	2,593	3,007	462	429	400	374	351	331	254	205	170
Twining North Rundle	1,900	1,000	0,900	236	211	190	171	155	142	94	66	49
Divers et non déf.	0,550	0,238	0,312	101	100	88	78	68	60	31	16	0
Total du réseau	8,050	3,831	4,219	799	741	679	624	576	533	380	288	219
Valley Pipeline												
Turner Valley, total	25,485	21,605	3,880	460	459	447	426	407	389	316	261	219
Total du réseau	25,485	21,605	3,880	460	459	447	426	407	389	316	261	219
Camion et wagon-citerne - léger												
Camion et wagon-cit.	0,740	0,333	0,407	120	100	98	90	81	73	44	27	16
Total du réseau	0,740	0,333	0,407	120	100	98	90	81	73	44	27	16

Tableau A6-3 (suite)
Réserves établies et capacité de production de pétrole brut conventionnel par gisement, oléoduc et région - Zones de production classiques

Pétrol brut léger

	Réserves initiales récupérables au 31/12/84	Production cumulative au31/12/84	Réserves restantes Au31/12/84	Capacité de production 1985	1986	1987	1988	1989	1990	1995	2000	2005
	(Millions de mètres cubes)			(Mètres cubes par jour)								
Léger non défini et confidentiel												
Léger non déf. et conf.	5,400	1,360	4,040	1325	1250	1220	1073	931	809	399	197	0
Total du réseau	5,400	1,360	4,040	1325	1250	1220	1073	931	809	399	197	0
Total pour l'Alberta	1859,830	1344,895	514,935	143756	136613	123024	107569	93577	81428	43122	24491	13637
Saskatchewan												
Bow River Pipeline Ltd - Léger												
Avon Hill Viking	0,704	0,348	0,356	126	133	120	109	98	89	19	0	0
Dodsland Eagle L, u. v.	3,036	1,784	1,252	340	376	343	307	275	246	142	82	0
Dodsland Gleneath, unité	2,654	1,705	0,949	235	242	221	202	185	169	108	68	43
Dodsland Viking Sand, n.-u.	6,300	2,514	3,786	1225	1300	1271	1129	992	871	454	0	0
Eureka Viking South, unité	1,380	1,068	0,312	62	58	55	52	49	46	36	29	24
Kerrobert Viking	3,179	0,024	3,155	660	1031	905	795	698	613	320	167	87
Divers, total	2,030	1,564	0,466	212	181	154	131	112	95	52	0	0
Total du réseau	19,283	9,007	10,276	2861	3323	3073	2728	2411	2132	1133	347	155
Westspur Pipeline Co-S.E. Sask Lht												
Alameda-Midale, unité est	1,879	1,443	0,436	75	72	68	64	61	58	44	34	26
Alida East, unité	1,992	1,759	0,233	59	54	50	46	42	39	26	17	11
Alida West - Alida, n.-u.	2,081	1,734	0,347	88	80	74	68	62	57	37	24	16
Arcola Frobisher-Alida	1,300	0,873	0,427	100	95	88	80	74	68	44	29	19
Browning-Frob Alida, n.-u.	1,100	0,788	0,312	76	71	65	60	56	51	35	23	16
Carnduff -Midale E, unité	2,900	2,621	0,279	91	84	78	72	67	62	42	0	0
Elmore - Frob, un. vol.	2,075	1,647	0,428	105	96	88	81	74	68	44	28	18
Flat Lk Ratcliffe, un. vol.	2,100	1,451	0,649	162	148	135	124	113	103	66	42	27
Freda Lake Ratcliffe Non	0,964	0,408	0,556	122	138	126	115	105	96	61	39	25
Hastings - Frob, non-un.	2,020	1,676	0,344	122	120	105	93	81	71	37	0	0
Hastings Frobisher, un.	2,840	2,457	0,383	99	92	85	78	72	66	44	30	12
Ingoldsby-Frob, un. vol.	2,500	2,148	0,352	85	78	72	66	61	56	38	26	18
Kenosee-Tilston, un. vol.	2,160	1,787	0,373	145	126	109	95	82	71	35	17	0
Nottingham Field, total	2,718	2,188	0,530	104	98	92	86	81	76	55	40	29
Parkman-Til Souris V Non	4,100	2,920	1,180	395	397	351	308	271	238	124	64	0
Queensdale East-Frob, n.-u.	6,217	3,993	2,224	450	470	434	400	369	340	227	151	101
Rosebank-Frob, un. vol. 1	3,700	3,454	0,246	100	92	79	68	58	50	23	0	0
Sherwood-Frobisher, n.-u.	1,950	1,614	0,336	86	78	72	65	60	55	35	22	14

Tableau A6-3 (suite)
Réserves établies et capacité de production de
pétrole brut conventionnel par gisement, oléoduc et région - Zones de production classiques

Pétrol brut léger

	Réserves initiales récupérables au 31/12/84	Production cumulative au31/12/84	Réserves restantes Au31/12/84	Capacité de production 1985	1986	1987	1988	1989	1990	1995	2000	2005
	(Millions de mètres cubes)			(Mètres cubes par jour)								
Westspur Pipeline Co-S.E. Sask Lht												
Star Valley-Frob Ali, n.-u.	1,870	1,132	0,738	227	203	181	162	145	129	74	42	24
Steelman Midale, unité 1A	8,900	8,111	0,789	270	241	214	190	169	151	84	47	0
Steelman Midale, unité 2	8,600	7,564	1,036	258	236	216	196	181	166	107	68	44
Steelman Midale, unité 3	4,470	3,899	0,571	170	163	147	131	118	105	61	35	13
Steelman Midale, unité 4	5,650	4,650	1,000	261	242	221	202	185	169	108	69	44
Steelman Midale, unité 6	9,235	8,628	0,607	223	210	190	166	145	126	64	0	0
Steelman Midale, non-un.	0,850	0,582	0,268	104	93	84	75	67	60	35	0	0
Steelman Field, autres	5,540	5,007	0,533	233	202	176	153	133	116	57	0	0
Viewfield-Frob Alida, n.-u.	0,700	0,442	0,258	77	70	63	56	51	46	27	16	9
Willmar-Frob Ali, n.-u.	3,350	2,693	0,657	207	203	189	166	146	129	68	36	0
Willmar Frob-Ali, un.	2,087	1,685	0,402	91	85	79	73	68	63	43	30	21
Workman-Frob, un. vol. 1	1,820	1,608	0,212	72	68	60	53	47	41	22	12	0
Workman-Frob, non-un.	1,650	0,990	0,660	155	153	141	130	119	110	72	48	31
Divers	24,491	18,282	6,209	2600	2594	2287	1872	1533	1255	461	137	0
Total du réseau	123,809	100,234	23,575	7426	7168	6433	5614	4911	4307	2315	1137	524
Total pour la Saskatchewan	143,092	109,241	33,851	10288	10491	9506	8342	7323	6439	3449	1485	680
Manitoba												
TransPrairie Pipelines												
Daly Field, total	4,568	3,654	0,914	300	293	263	233	206	183	100	55	0
Virden Field, total	22,400	17,898	4,502	910	852	798	748	701	657	474	342	247
Divers au Manitoba	1,210	0,718	0,492	182	174	152	133	116	101	51	0	0
Total du réseau	28,178	22,270	5,908	1392	1320	1214	1115	1024	942	626	397	247
Waskada Pipeline												
Waskada Field, total	4,398	0,728	3,670	720	719	691	638	588	543	364	244	163
Total du réseau	4,398	0,728	3,670	720	719	691	638	588	543	364	244	163
Total pour le Manitoba	32,576	22,998	9,578	2112	2040	1905	1753	1613	1486	991	642	411
Ontario												
Total pour l'Ontario	10,102	9,340	0,762	245	230	204	181	161	142	78	43	8
Total pour le Canada	2164,812	1551,910	612,902	164678	158783	143601	126230	110543	96923	53600	31176	17350

Tableau A6-3 (suite)
Réserves établies et capacité de production de
pétrole brut conventionnel par gisement, oléoduc et région - Zones de production classiques

Pétrol brut lourd

	Réserves initiales récupérables au 31/12/84	Production cumulative au31/12/84	Réserves restantes Au31/12/84	Capacité de production								
	(Millions de mètres cubes)			1985	1986	1987	1988	1989	1990	1995	2000	2005
				(Mètres cubes par jour)								
			Alberta									
			Bow River Pipeline Ltd Heavy									
Alderson Field, total	2,722	1,221	1,501	530	576	513	437	373	317	142	0	0
Bantry Mannville A & FF	7,583	5,267	2,316	580	589	558	502	452	407	241	142	84
Bantry Mannville D	1,100	0,715	0,385	110	113	103	91	81	72	39	21	11
Bantry Field, autres	0,720	0,363	0,357	145	137	117	100	85	72	32	0	0
Cessford, total lourd	6,035	4,042	1,993	440	437	410	378	349	322	216	144	97
Chin Coulee Bsl Mann A	0,910	0,746	0,164	79	68	59	51	44	38	0	0	0
Countess U Mann B	1,300	1,032	0,268	168	131	103	80	63	49	14	0	0
Countess U Mann D	6,300	4,378	1,922	780	720	608	513	433	366	157	67	29
Countess U Mann H	2,100	1,812	0,288	165	138	110	87	68	53	16	0	0
Countess U Mann O	1,000	0,576	0,424	158	137	119	103	89	77	38	18	9
Enchant L Mann G	0,285	0,055	0,230	100	92	77	65	54	45	19	3	0
Grand Forks U Mann B	1,350	0,833	0,517	140	122	107	95	84	75	45	30	20
Grand Forks L Mann A	1,300	0,484	0,816	320	319	284	235	195	161	63	24	0
Grand Forks L Mann D	5,900	4,071	1,829	816	685	575	483	406	341	142	59	24
Grand Forks L Mann E	1,884	0,829	1,055	460	420	351	292	244	203	82	33	0
Grand Forks L Mann G	1,000	0,480	0,520	221	188	160	136	116	98	44	19	0
Grand Forks L Mann K & V	2,040	1,343	0,697	320	268	225	188	158	132	54	22	0
Grand Forks L Mann II	1,800	0,077	1,723	620	681	579	484	404	337	137	55	22
Grand Forks Field, autres	2,848	0,944	1,904	810	906	731	589	475	383	130	0	0
Hays Lower Mann A	1,650	1,345	0,305	112	98	85	75	65	57	29	15	1
Hays Field, autres	0,594	0,256	0,338	127	142	118	98	82	68	27	11	0
Horsefly Lake Mannville	1,170	0,909	0,261	101	90	80	71	63	56	32	0	0
Jenner Field, total	1,314	0,925	0,389	155	145	125	107	92	79	37	0	0
Lathom U Mann A	2,350	1,590	0,760	253	223	196	173	152	134	71	37	20
Little Bow Field, total	1,816	0,576	1,240	300	350	375	362	315	271	128	60	0
Sibbald U Mannville C	0,723	0,133	0,590	160	218	194	165	140	120	53	24	0
Suffield Field, total	0,726	0,282	0,444	180	202	168	139	116	96	38	0	0
Taber Mann D	2,300	1,683	0,617	208	185	166	148	132	118	67	38	0
Taber North Glauc A	1,800	0,333	1,467	470	456	399	348	304	266	135	68	35
Taber North Field, autres	1,744	0,718	1,026	385	383	343	292	249	212	95	9	0
Taber South Mann A	1,200	0,891	0,309	83	71	63	56	50	45	31	23	18
Taber South Mann B	2,125	1,813	0,312	112	100	88	78	69	61	33	18	0
Turin U Mann C	0,470	0,141	0,329	90	83	72	63	56	50	30	20	14
Turin Field, autres	0,565	0,251	0,314	117	121	105	90	77	66	31	0	0
Wrentham Field, total	0,737	0,387	0,350	131	117	103	92	81	72	39	0	0
Divers et non déf.	5,852	3,403	2,449	852	899	829	714	614	529	249	0	0
Total du réseau	75,313	44,904	30,409	10805	10628	9313	7999	6848	5868	2752	972	390

Tableau A6-3 (suite)
Réserves établies et capacité de production de
pétrole brut conventionnel par gisement, oléoduc et région - Zones de production classiques

Pétrol brut lourd

	Réserves initiales récupérables au 31/12/84	Production cumulative au31/12/84	Réserves restantes Au31/12/84	Capacité de production								
	(Millions de mètres cubes)			1985	1986	1987	1988	1989	1990	1995	2000	2005
				(Mètres cubes par jour)								
BP Exploration Canada Limited												
Chauvin Mannville A	1,250	1,052	0,198	66	60	54	49	44	40	24	0	0
Chauvin Field, autres	0,408	0,125	0,283	93	89	83	73	65	57	31	12	0
Chauvin South Spky A & B	1,690	1,069	0,621	180	174	157	141	127	114	67	40	9
Chauvin South Spky E	0,900	0,449	0,451	165	161	139	120	104	90	43	21	0
Chauvin South Spky H	0,768	0,451	0,317	128	115	99	84	72	62	28	13	0
Chauvin South Fld, autres	1,043	0,555	0,488	190	189	170	146	126	108	51	0	0
David Lloyd A	0,770	0,388	0,382	145	148	130	108	90	75	30	12	0
David Lloyd C	0,395	0,123	0,272	141	116	96	79	65	54	20	0	0
Hayter Dina A 38%	0,376	0,098	0,278	120	114	96	80	67	56	22	0	0
Hayter Dina B 38%	0,260	0,078	0,182	65	80	67	56	47	39	15	0	0
Hayter Field, autres 38%	0,229	0,119	0,110	47	48	42	36	30	26	0	0	0
Divers et non déf.	0,043	0,025	0,018	9	7	6	5	4	4	0	0	0
Total du réseau	8,132	4,532	3,600	1349	1306	1143	984	847	730	338	99	9
Husky Pipeline & Manito Lloyd												
Hayter Dina A 62%	0,614	0,159	0,455	196	188	159	133	111	92	37	0	0
Hayter Dina B 62%	0,424	0,127	0,297	136	127	106	88	74	61	25	0	0
Hayter Field, autres 62%	0,374	0,194	0,180	77	73	70	60	51	44	0	0	0
Lloydminster Sparky B	0,781	0,378	0,403	85	80	75	70	66	62	46	33	24
Lloyd Sparky C & GP A	1,400	1,097	0,303	125	125	108	93	80	69	32	0	0
Lloydminster Sparky G	0,845	0,449	0,396	180	166	140	119	100	85	36	0	0
Lloydminster Sparky K	1,000	0,452	0,548	205	211	183	157	135	117	55	0	0
Lloyd Sparky & GP C&D	3,630	2,594	1,036	235	226	210	195	182	169	117	81	56
Lloydminster Field, autres	2,372	1,452	0,920	280	279	262	237	215	194	118	0	0
Morgan Lloyd A	0,600	0,199	0,401	180	167	143	123	105	90	36	0	0
Morgan Sparky A	0,300	0,106	0,194	80	76	66	56	49	42	19	0	0
Vermillion Sparky A	0,651	0,464	0,187	85	79	68	58	50	43	7	0	0
Viking Kinsella Wain B	4,550	3,275	1,275	600	549	459	383	320	267	108	0	0
Wainwright Wain & Spk A	12,500	8,596	3,904	1300	1331	1184	1029	894	778	386	191	0
Wainwright Field, autres	0,920	0,166	0,754	260	297	256	220	189	163	77	0	0
Wildmere Lloyd A & Spk E	3,000	1,225	1,775	510	477	429	385	346	311	182	106	62
Divers et non déf.	0,936	0,505	0,431	160	160	157	138	119	102	48	0	0
Total du réseau	34,897	21,438	13,459	4694	4619	4082	3554	3094	2696	1336	414	144

Tableau A6-3 (suite)
Réserves établies et capacité de production de pétrole brut conventionnel par gisement, oléoduc et région - Zones de production classiques

Pétrol brut lourd

	Réserves initiales récupérables au 31/12/84	Production cumulative au31/12/84	Réserves restantes Au31/12/84	Capacité de production 1985	1986	1987	1988	1989	1990	1995	2000	2005
	(Millions de mètres cubes)			(Mètres cubes par jour)								
Camion et wagon-citerne - lourd												
Glenevis Banff	1,630	1,222	0,408	110	101	93	85	78	72	47	30	11
Provost U Mann B	0,550	0,353	0,197	66	57	51	45	41	37	25	0	0
Provost U Mann BB	0,320	0,076	0,244	110	102	87	74	63	54	24	0	0
St. Anne Field, total	0,284	0,035	0,249	80	76	67	59	52	46	24	13	7
Divers et non déf.	3,698	1,547	2,151	647	710	701	620	534	459	217	102	0
Total du réseau	6,482	3,233	3,249	1014	1048	1000	885	770	669	339	146	19
Lourd non défini et confidentiel												
Lourd n. d. et conf.	0,908	0,151	0,757	218	196	176	159	143	128	75	44	26
Total du réseau	0,908	0,151	0,757	218	196	176	159	143	128	75	44	26
Total pour l'Alberta	125,732	74,258	51,474	18082	17799	15717	13582	11703	10095	4842	1678	589
Saskatchewan												
Husky-Manito Pipelines												
Aberfeldy Spky Sd, unité	6,700	4,868	1,832	387	363	341	320	300	281	204	148	108
Aberfeldy S Spky Sd	1,581	1,414	0,167	65	58	51	45	40	36	19	0	0
Celtic GP Sand, n.-u.	1,149	0,094	1,055	255	255	245	222	201	181	110	66	40
Celtic Sparky Sand, n.-u.	0,586	0,074	0,512	100	130	123	112	101	91	55	33	20
Celtic Waseca Sand, n.-u.	1,563	0,203	1,360	285	330	324	296	268	242	147	89	54
Dee Valley Waseca, n.-u.	0,688	0,245	0,443	117	123	111	100	90	81	48	28	16
Dulwich Sparky Sand	1,877	1,634	0,243	60	57	53	50	48	45	36	18	0
Edam West Mannville Sd	0,440	0,047	0,393	105	100	90	81	74	67	40	24	14
Edam West Sparky	0,451	0,042	0,409	110	104	94	85	77	70	42	25	15
Edam West Waseca	0,535	0,052	0,483	102	123	112	101	91	82	50	30	18
Epping Spky & GP, non-un.	2,250	1,869	0,381	155	147	130	116	103	91	26	0	0
Epping South Spky&Gp, un.	2,800	2,420	0,380	119	108	98	89	81	73	45	28	0
Epping Sw Sparky, unité	1,100	0,807	0,293	85	78	71	64	59	53	33	21	0
Golden Lk North, unité vol.	1,900	1,455	0,445	133	121	110	100	91	83	52	32	0
Golden Lk North, non-unité	0,640	0,407	0,233	80	72	65	59	53	48	28	0	0
Golden Lk S Sparky, n.-u.	1,400	0,584	0,816	162	200	199	187	169	153	93	56	34
Golden Lk S Waseca, n.-u.	2,300	1,418	0,882	295	277	246	218	193	171	94	51	0
Gully Lk Waseca, unité vol.	1,050	0,650	0,400	135	137	122	106	92	80	39	19	0
Gully Lk Waseca, non-unité	1,105	0,620	0,485	185	172	150	130	113	98	49	7	0
Lashburn Field, total	1,715	1,038	0,677	242	243	211	183	159	138	69	12	0

Tableau A6-3 (suite)
Réserves établies et capacité de production de
pétrole brut conventionnel par gisement, oléoduc et région - Zones de production classiques

Pétrol brut lourd

	Réserves initiales récupérables au 31/12/84	Production cumulative au31/12/84	Réserves restantes Au31/12/84	Capacité de production 1985	1986	1987	1988	1989	1990	1995	2000	2005
	(Millions de mètres cubes)			(Mètres cubes par jour)								
Macklin Sparky Sd, n.-u.	0,405	0,297	0,108	67	53	43	35	29	24	0	0	0
Maidstone Mclaren Sand	0,503	0,100	0,403	97	104	97	89	81	73	45	28	16
Marsden S Sparky, n.-u.	0,425	0,250	0,175	133	98	73	53	39	29	0	0	
Neilburg Mclaren Sand	0,795	0,209	0,586	200	188	165	145	127	111	57	30	0
Northminster Field, total	1,177	0,855	0,322	100	96	87	78	70	63	37	22	0
Pikes Peak Waseca Sand	2,600	0,600	2,000	775	755	639	539	455	383	164	70	29
Senlac Lloydminster Sd	1,230	0,280	0,950	266	241	219	198	180	163	100	61	37
Standard Hill Waseca Sd	1,690	0,801	0,889	275	261	234	209	186	166	94	53	0
Tangleflags GP, non-un.	2,375	1,117	1,258	330	342	308	278	251	226	135	80	48
Tangleflags Lloyd Sd, n.-u.	1,500	0,690	0,810	220	219	208	189	171	155	95	58	0
Tangleflags N Lloyd Sd	0,550	0,162	0,388	102	106	96	87	79	71	43	26	7
Tangleflags, autres	2,235	1,093	1,142	380	379	333	293	257	225	117	61	0
Divers	12,019	7,498	4,521	1782	1566	1376	1209	1063	934	489	0	0
Total du réseau	59,334	33,893	25,441	7913	7623	6840	6082	5404	4806	2670	1189	463
Bow River Pipeline Ltd - lourd												
Cactus Lake Bakken Sand	3,100	0,879	2,221	570	553	507	459	415	375	227	138	83
Coleville Bakken Sand	8,500	6,389	2,111	550	526	481	439	401	366	232	147	93
Court Bakken Sand	0,631	0,085	0,546	170	151	135	120	107	96	54	30	17
N Hoosier Bakken Sd, u. v.	1,188	0,812	0,376	95	87	79	72	66	60	37	23	15
N Hoosier Blairmore, u. v.	0,800	0,545	0,255	72	75	67	60	53	47	26	15	8
Plover Lake Bakken, n.-u.	0,400	0,124	0,276	80	71	63	57	51	46	29	19	13
Divers	3,505	1,295	2,210	517	574	538	487	441	399	242	146	89
Total du réseau	18,124	10,129	7,995	2055	2040	1873	1696	1536	1392	851	521	321
Bow River Pipeline Lt - lourd mélangé												
Plato Field, total	0,772	0,344	0,428	152	186	160	138	119	102	27	0	0
Smiley Dewar Viking	4,700	4,021	0,679	230	228	205	184	166	149	87	0	0
Total du réseau	5,472	4,365	1,107	382	415	366	323	285	251	114	0	0
South Saskatchewan Pipeline Company												
Battrum, unité no. un	5,900	4,543	1,357	347	382	346	313	283	256	155	94	0
Battrum, unité no. deux	1,737	1,157	0,580	116	132	125	115	106	98	64	42	28
Battrum, unité no. trois	2,000	1,186	0,814	140	135	125	116	108	101	75	58	47
Battrum, unité no. quatre	1,213	0,826	0,387	145	135	117	101	87	75	36	17	0

Pétrol brut lourd

	Réserves initiales récupérables au 31/12/84	Production cumulative au31/12/84	Réserves restantes Au31/12/84	Capacité de production 1985	1986	1987	1988	1989	1990	1995	2000	2005
	(Millions de mètres cubes)			(Mètres cubes par jour)								
South Saskatchewan Pipeline Company												
Beverly Cantuar Sd, n.-u.	0,500	0,371	0,129	64	55	47	40	34	29	0	0	0
Beverly U Rose Sd, unité	1,700	1,526	0,174	62	55	48	43	38	34	18	10	0
Bone Crk U Shaun, unité	2,600	2,247	0,353	97	89	81	74	68	62	39	25	16
Butte U Shaun, unité vol.	1,320	0,703	0,617	95	86	79	73	68	63	46	36	29
Cantuar Cantuar, unité	4,410	3,685	0,725	280	260	225	194	168	145	70	33	
Cantaur L Roseray, unité	1,840	1,477	0,363	165	150	124	103	85	70	27	10	0
Delta U Shaun, unité 1	2,400	2,129	0,271	105	92	81	71	63	55	29	0	
Dollard U Shaun, unité	13,087	12,404	0,683	400	352	272	209	162	125	34	0	
Fosterton Main, unité	9,000	8,484	0,516	212	182	156	133	114	97	44	20	1
Gull Lake North, unité	3,215	2,944	0,271	111	96	83	71	62	53	25	12	0
Instow U Shaunavon, unité	8,321	7,186	1,135	360	339	300	264	233	206	110	59	31
N Premier Roseray, total	3,952	3,715	0,237	143	114	91	72	58	46	12	0	0
Rapdan, unité	3,100	2,411	0,689	200	199	183	162	144	127	70	38	21
South Success, unité	3,700	3,288	0,412	167	144	124	107	92	79	37	17	0
Suffield Field, total	4,000	2,937	1,063	290	263	238	216	195	177	108	66	40
Verlo Roseray Sd, unité	2,250	1,396	0,854	219	199	180	164	149	135	83	51	32
Divers	14,640	11,498	3,142	1306	1134	985	856	744	646	320	0	0
Total du réseau	90,885	76,113	14,772	5030	4603	4019	3508	3068	2689	1413	596	248
Westspur Pipeline Co - Moyen du S.-E. de la Saskatchewan												
Benson Midale, unité	2,278	1,430	0,848	128	123	117	111	106	100	78	60	46
Ingoldsby Frob Alida, n.-u.	1,775	1,470	0,305	80	79	73	66	60	54	33	20	12
Innes Frobisher	2,150	1,727	0,423	129	126	112	100	90	80	46	26	0
Lost Horse Hill Frob Alida	3,400	2,647	0,753	210	210	188	168	151	135	78	45	25
Midale Central Mid, unité	17,836	14,620	3,216	775	785	722	660	603	551	351	224	142
Midale Central Mid, n.-u.	1,760	1,108	0,652	159	156	144	132	122	113	75	50	33
Oungre Rat Vol, unité 1	1,910	1,018	0,892	117	112	107	103	98	94	76	61	49
Tatagwa Midale	0,600	0,178	0,422	167	144	125	108	93	80	38	18	0
Viewfield Frob Alida, n.-u.	0,914	0,534	0,380	115	108	97	87	78	70	40	23	11
Wapella Wapella Sand	1,891	1,153	0,738	167	180	173	157	142	128	78	47	28
Weyburn Midale, unité	51,800	40,668	11,132	1724	1628	1499	1386	1285	1196	865	657	517
Weyburn Midale, n.-u.	2,541	1,121	1,420	370	380	344	311	282	255	154	93	56
Divers	15,464	9,728	5,736	1750	1763	1623	1446	1289	1149	646	363	0
Total du réseau	104,319	77,402	26,917	5893	5800	5330	4842	4404	4011	2563	1692	925
Total pour la Saskatchewan	278,134	201,902	76,232	21276	20482	18430	16452	14699	13151	7612	4001	1959

Tableau A6-3 (suite)
Réserves établies et capacité de production de
pétrole brut conventionnel par gisement, oléoduc et région - Zones de production classiques

Pétrol brut lourd

	Réserves initiales récupérables au 31/12/84	Production cumulative au31/12/84	Réserves restantes Au31/12/84	Capacité de production 1985	1986	1987	1988	1989	1990	1995	2000	2005
	(Millions de mètres cubes)			(Mètres cubes par jour)								
				Manitoba								
				Transprairie Pipelines								
Kirkella Field Total	0,242	0,207	0,035	28	22	17	13	10	4	0	0	0
Total pour le Manitoba	0,242	0,207	0,035	28	22	17	13	10	4	0	0	0
Total pour le Canada	404,108	276,367	127,741	39387	38304	34165	30048	26413	23251	12455	5679	2549

Tableau A6-4
Données historiques et projections - Forages d'exploration pour le pétrole et additions aux réserves de pétrole brut conventionnel au moyen de la récupération primaire
Zones de production classiques

	Forages (Millions de mètres)	Réserves ajoutées (Millions de mètres cubes)
1965	1,32	69,0
1966	1,20	52,2
1967	1,23	77,0
1968	1,32	69,2
1969	1,33	44,3
1970	,58	16,1
1971	,65	25,9
1972	,49	12,9
1973	,56	6,7
1974	,38	,0
1975	,32	,0
1976	,41	,0
1977	,57	26,0
1978	,93	13,0
1979	1,33	15,0
1980	1,77	18,0
1981	1,58	8,0
1982	1,57	55,0
1983	1,67	33,0
1984	2,51	57,7

					Taux des additions (Mètres cubes par mètre)	
Scénarios	Prix bas	Prix élevé	Prix bas	Prix élevé	Prix bas	Prix élevé
1985	2,76	2,76	46,0	46,0	16,7	16,7
1986	1,82	1,82	20,1	20,1	11,0	11,0
1987	,94	1,47	9,5	14,6	10,1	9,9
1988	,87	1,40	8,3	12,7	9,5	9,1
1989	,92	1,53	8,3	12,7	9,0	8,3
1990	,90	1,60	7,7	11,9	8,6	7,4
1995	,72	1,70	4,6	7,3	6,4	4,3
2000	,45	1,45	2,4	3,7	5,3	2,6
2005	,27	1,14	1,3	2,0	4,8	1,8

Nota: Les données historiques sur les additions aux réserves peuvent inclure une certaine portion des réserves secondaires.

Tableau A6-5
Additions aux réserves et potentiels ultimes de pétrole brut conventionnel dans les régions productrices classiques

(Millions de mètres cubes)	Ultimes	Additions aux réserves 1985-2005	
		Scénario de prix bas	Scénario de prix élevé
RAP de gisements établis de pétrole léger			
Injection d'eau	81	64	64
Produits chimiques	15	0	9
Fluides miscibles	271	93	116
Total partiel	367	157	189
RAP de gisements établis de pétrole lourd			
Injection d'eau	98	27	27
Méthode thermique - zone Lloydminster	215	42	69
Autres méthodes thermiques	50	8	13
Produits chimiques	15	0	0
Total partiel	378	77	109
RAP total partiel	745	234	298
Autres découvertes et évaluations			
Léger	308	171	235
Lourd	125	56	78
Total partiel	432	227	313
Total			
Léger	675	327	424
Lourd	503	133	187
Total	1177	460	611
Réserves établies initiales au 31 décembre 1984			
Léger	2165		
Lourd	404		
Total	2569		
Potentiels ultimes			
Léger	2840		
Lourd	907		
Total	3747		

Les additions aux réserves obtenues au moyen d'injection d'eau, de fluides miscibles, de produits chimiques et d'autres méthodes thermiques proviennent de gisements établis découverts avant le 31 décembre 1984.

Les additions aux réserves des découvertes ont été estimées à partir de gisements nouvellement découverts, de la récupération assistée de ces découvertes et de moyens de récupération autres que par méthode assistée pour les gisements découverts avant le 31 décembre 1984.

Tableau A6-6
Additions annuelles aux réserves de pétrole brut léger conventionnel
Zones de production classiques

(Millions de mètres cubes)

Scénario de prix bas

	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1995	2000	2005
Injection d'eau	5,1	4,0	4,0	3,5	3,5	3,5	3,0	3,0	2,0
Produits chimiques	,0	,0	,0	,0	,0	,0	,0	,0	,0
Fluides miscibles	20,0	2,0	3,0	4,0	4,0	4,0	5,0	3,0	2,0
Total partiel	25,1	6,0	7,0	7,5	7,5	7,5	8,0	6,0	4,0
Découvertes	35,0	16,1	8,2	7,5	7,8	7,7	6,4	5,3	4,7
Total	60,1	22,1	15,2	15,0	15,3	15,2	14,4	11,3	8,7

Scénario de prix élevé

	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1995	2000	2005
Injection d'eau	5,1	4,0	4,0	3,5	3,5	3,5	3,0	3,0	2,0
Produits chimiques	,0	,0	,0	,0	,0	,0	,0	1,0	,0
Fluides miscibles	20,0	2,0	10,0	25,0	10,0	10,0	3,0	2,0	2,0
Total partiel	25,1	6,0	14,0	28,5	13,5	13,5	6,0	6,0	4,0
Découvertes	35,0	16,1	12,6	11,6	12,0	11,8	9,9	8,1	7,2
Total	60,1	22,1	26,6	40,1	25,5	25,3	15,9	14,1	11,2

Les additions aux réserves obtenues au moyen d'injection d'eau, de fluides miscibles et de produits chimiques proviennent de gisements établis découverts avant le 31 décembre 1984.

Les additions aux réserves des découvertes ont été estimées à partir de gisements nouvellement découverts, de la récupération assistée de ces découvertes et de moyens de récupération autres que par méthode assistée pour les gisements découverts avant le 31 décembre 1984.

Tableau A6-7
Additions annuelles aux réserves de pétrole brut lourd conventionnel
Zones de production classiques

(Millions de mètres cubes)

Scénario de prix bas

	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1995	2000	2005
Injection d'eau	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	1,0	,0
Méthode thermique - Lloydminster	1,0	,0	,0	,0	,5	1,0	2,5	3,0	3,5
Autres méthodes thermiques	,1	,0	,0	,0	,0	,1	,5	,6	,6
Total partiel	3,1	2,0	2,0	2,0	2,5	3,1	5,0	4,6	4,1
Découvertes	11,0	5,4	2,7	2,5	2,6	2,5	2,1	1,8	1,6
Total	14,1	7,4	4,7	4,5	5,1	5,6	7,1	6,4	5,7

Scénario de prix élevé

	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1995	2000	2005
Injection d'eau	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	1,0	,0
Méthode thermique - Lloydminster	1,0	,0	,0	,0	1,0	2,0	4,0	5,0	6,0
Autres méthodes thermiques	,1	,0	,0	,0	,1	,2	,7	1,0	1,0
Total partiel	3,1	2,0	2,0	2,0	3,1	4,2	6,7	7,0	7,0
Découvertes	11,0	5,4	4,2	3,9	4,0	3,9	3,3	2,7	2,4
Total	14,1	7,4	6,2	5,9	7,1	8,1	10,0	9,7	9,4

Les additions aux réserves obtenues au moyen d'injection d'eau, de fluides miscibles et de produits chimiques proviennent de gisements établis découverts avant le 31 décembre 1984.

Les additions aux réserves des découvertes ont été estimées à partir de gisements nouvellement découverts, de la récupération assistée de ces découvertes et de moyens de récupération autres que par méthode assistée pour les gisements découverts avant le 31 décembre 1984.

Tableau A6-8
Capacité de production des additions aux réserves de pétrole brut léger conventionnel
Zones productrices classiques

(Milliers de mètres cubes par jour)

Scénario de prix bas

	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1995	2000	2005
Injection d'eau	,0	,5	1,4	2,1	2,7	3,1	4,7	5,7	5,7
Produits chimiques	,0	,0	,0	,0	,0	,0	,0	,0	,0
Fluides miscibles	,0	,8	2,8	3,3	3,9	4,5	6,8	8,5	8,3
Total partiel	,0	1,3	4,2	5,4	6,6	7,6	11,5	1· ,2	14,0
Découvertes	3,4	8,7	11,9	13,9	15,1	15,8	17,7	17,0	15,5
Total	3,4	10,0	16,1	19,3	21,7	23,4	29,2	31,2	29,5

Scénario de prix élevé

	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1995	2000	2005
Injection d'eau	,0	,5	1,4	2,1	2,7	3,1	4,7	5,7	5,7
Produits chimiques	,0	,0	,0	,0	,0	,0	,0	,5	1,3
Fluides miscibles	,0	,8	2,8	3,6	5,6	8,5	11,8	10,4	8,9
Total partiel	,0	1,3	4,2	5,7	8,3	11,6	16,5	16,6	15,9
Découvertes	3,4	8,7	12,3	15,2	17,3	19,0	24,1	24,4	22,9
Total	3,4	10,0	16,5	20,9	25,6	30,6	40,6	41,0	38,8

Hypothèses fondamentales pour convertir les additions aux réserves en capacité de production

	Délai	IVR initial	Baisse d'IVR en pourcentage	IVR final
Injection d'eau	1,0	15,0	,0	15,0
Fluides miscibles	1,3	20,0	10,0	15,0
Produits chimiques	1,3	20,0	10,0	10,0
Découvertes	,0	14,0	15,0	10,0

Le "délai" représente le nombre d'années entre la date d'enregistrement des réserves et la première année de production.
L'"IVR initial" désigne l'indice de vie des réserves au début de la production.
La "baisse d'IVR" représente le taux annuel de diminution de l'indice de vie des réserves, exprimé en pourcentage.
L'"IVR final" désigne l'indice de vie des réserves au cours de la phase de production décroissante de la durée de vie du gisement.

Tableau A6-9
Capacité de production des additions aux réserves de pétrole brut lourd conventionnel
Zones productrices classiques

(Milliers de mètres cubes par jour)

Scénario de prix bas

	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1995	2000	2005
Injection d'eau	,0	,2	,6	,9	1,3	1,6	2,9	3,0	2,2
Méthodes thermiques - Lloydminster	,0	,1	,3	,2	,2	,3	1,9	4,0	5,8
Autres méthodes thermiques	,0	,0	,0	,0	,0	,0	,1	,6	1,0
Total partiel	,0	,3	,9	1,1	1,5	1,9	4,9	7,6	9,0
Découvertes	1,3	3,0	4,1	4,8	5,3	5,5	6,1	5,7	5,2
Total	1,3	3,3	5,0	5,9	6,8	7,4	11,0	13,3	14,2

Scénario de prix élevé

	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1995	2000	2005
Injection d'eau	,0	,2	,6	,9	1,3	1,6	2,9	3,0	2,2
Méthodes thermiques - Lloydminster	,0	,0	,0	,0	,0	,0	,0	6,5	9,6
Autres méthodes thermiques	,0	,0	,0	,0	,0	,0	,3	,9	1,6
Total partiel	,0	,3	,9	1,1	1,5	1,9	6,3	10,4	13,4
Découvertes	1,3	3,0	4,2	5,3	6,1	6,7	8,4	8,4	7,7
Total	1,3	3,3	5,1	6,4	7,6	8,6	14,7	18,8	21,1

Hypothèses fondamentales pour convertir les additions aux réserves en capacité de production

	Délai	IVR initial	Baisse d'IVR en pourcentage	IVR final
Injection d'eau	1,0	15,0	,0	15,0
Fluides miscibles	1,0	10,0	,0	10,0
Produits chimiques	1,0	20,0	10,0	10,0
Découvertes	,0	13,0	15,0	9,0

Le "délai" représente le nombre d'années entre la date d'enregistrement des réserves et la première année de production.
L'"IVR initial" désigne l'indice de vie des réserves au début de la production.
La "baisse d'IVR" représente le taux annuel de diminution de l'indice de vie des réserves, exprimé en pourcentage.
L'"IVR final" désigne l'indice de vie des réserves au cours de la phase de production décroissante de la durée de vie du gisement.

Tableau A6-10

Cédule de projets approuvés de récupération assistée de pétrole au moyen de fluides miscibles

(Millions of mètres cubes)			Augmentation des réserves
1985	Judy Creek, BHL A	Esso	8,0
	Mitsue, Gilwood A (seconde phase)	Chevron	2,9
	Nipisi, Gilwood A (seconde phase)	Amoco	2,5
	Swan Hills, Unit 1, BHL A & B	Home	6,6
	Total		20,0
1986	Bigoray, Nisku F	Chevron	,8
	Pembina, Nisku F	Texaco	,6
	Total		1,4
1987	Goose River, BHL	Gulf	3,0
	Judy Creek, BHL B	Gulf	3,8
	Meekwap, D2 *	Esso	1,0
	Mitsue, Gilwood A (troisième phase)*	Chevron	1,6
	Total		9,4
1988	Acheson, D-3A	Chevron	1,0
	Kaybob, BHL A *	Chevron	6,0
	Nipisi, Gilwood A (troisième phase) *	Amoco	2,5
	Snipe Lake, BHL *	Esso	2,7
	Virginia Hills, BHL	Shell	8,0
	Swan Hills, Unit 1, BHL A & B (seconde phase) *	Home	4,6
	Total		24,8

* Cédulé mais pas encore approuvé.

Tableau A6-11
Capacité de production de projets identifiés d'exploitation des sables bitumineux

(Milliers de mètres cubes par jour (non-dilués))

Scénario de prix bas

	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1995	2000	2005
Esso Cold Lake	2,0	7,5	9,0	9,0	9,0	12,0	15,0	15,0	15,0
BP Wolf Lake	,6	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1
Amoco Elk Point	,0	,2	,4	,4	,4	,4	,4	,4	,4
Dome Lindbergh	,0	,1	,1	,1	,6	,9	,9	,9	,9
Shell Peace River	,0	,1	1,3	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5
Dome Primrose	,0	,0	,0	,0	,0	,0	,0	,0	,0
Suncor Burnt Lake	,0	,0	,0	,0	,0	,0	,0	,0	,0
Murphy Lindbergh	,0	,1	,1	,1	,4	,4	,4	,4	,4
Projets expérimentaux	5,7	5,4	4,0	3,5	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0
Autres	,0	,0	,0	,0	,0	,0	,0	,0	,0
Offre potentielle totale	8,3	14,5	16,0	15,7	16,0	19,3	22,3	22,3	22,3

Scénario de prix élevé

	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1995	2000	2005
Esso Cold Lake	2,0	7,5	9,0	9,0	12,0	15,0	24,0	27,0	30,0
BP Wolf Lake	,6	1,1	1,1	1,1	1,1	2,6	4,1	5,6	7,1
Amoco Elk Point	,0	,2	,4	1,3	1,3	2,9	3,0	4,2	5,4
Dome Lindbergh	,0	,1	,1	,5	,5	,9	1,8	2,3	2,8
Shell Peace River	,0	,1	1,3	1,5	1,5	1,5	3,0	4,5	6,0
Dome Primrose	,0	,0	,4	,8	,8	1,6	3,2	4,0	4,8
Suncor Burnt Lake	,0	,0	,0	,0	,5	1,0	4,0	5,0	8,0
Murphy Lindbergh	,0	,1	,4	,4	,4	,4	1,2	2,0	2,8
Projets expérimentaux	5,7	5,4	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0
Autres	,0	,0	,0	,0	1,0	2,0	6,0	9,0	12,0
Offre potentielle totale	8,3	14,5	18,7	20,6	25,1	33,9	56,3	69,6	84,9

Tableau A6-12
Offre de pétrole brut synthétique et de pétrole provenant des zones pionnières

(Milliers de mètres cubes par jour)

Scénario de prix bas

	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1995	2000	2005
Suncor	5,8	8,4	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0
Syncrude	20,3	20,4	20,5	21,0	21,5	21,5	22,5	22,5	22,5
Co-op	,0	,0	,0	3,4	6,8	6,8	6,8	6,8	6,8
Non-identifié-1	,0	,0	,0	,0	,0	,0	,0	,0	,0
Non-identifié-2	,0	,0	,0	,0	,0	,0	,0	,0	,0
Total partiel	26,1	28,8	28,5	32,4	36,3	36,3	37,3	37,3	37,3
Hibernia	,0	,0	,0	,0	,0	,0	,0	,0	,0
Mer de Beaufort	,0	,0	,0	,0	,0	,0	,0	,0	,0
Total partiel	,0	,0	,0	,0	,0	,0	,0	,0	,0
Total	26,1	28,8	28,5	32,4	36,3	36,3	37,3	37,3	37,3

Scénario de prix élevé

	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1995	2000	2005
Suncor	5,8	8,4	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0
Syncrude	20,3	20,4	20,5	21,0	21,5	21,5	26,0	26,0	26,0
Co-op	,0	,0	,0	3,4	6,8	6,8	6,8	6,8	6,8
Non-identifié-1	,0	,0	,0	,0	,0	,0	3,8	7,6	7,6
Non-identifié-2	,0	,0	,0	,0	,0	,0	,0	7,6	7,6
Total partiel	26,1	28,8	28,5	32,4	36,3	36,3	44,6	56,0	56,0
Hibernia	,0	,0	,0	,0	,0	,0	3,5	17,5	17,5
Mer de Beaufort	,0	,0	,0	,0	,0	,0	,0	17,5	17,5
Total partiel	,0	,0	,0	,0	,0	,0	3,5	35,0	35,0
Total	26,1	28,8	28,5	32,4	36,3	36,3	48,1	91,0	91,0

Tableau A6-13
Données historiques - Production de pétrole brut et d'équivalents - Zones productrices classiques

(Milliers de mètres cubes par jour)

	1965	1966	1967	1968	1969	1970	1971	1972	1973	1974
Léger conventionnel	101,6	112,7	125,1	132,2	148,4	166,1	176,9	203,6	242,3	230,0
Lourd conventionnel	25,7	26,8	27,9	30,1	29,4	31,2	31,8	32,3	35,2	30,3
Synthéthique	,0	,0	,2	2,3	4,4	5,2	6,7	8,1	8,0	7,3
Bitume	,0	,0	,0	,0	,0	,0	,0	,0	,0	,0
Pentanes plus (a)	12,1	12,8	13,4	14,4	16,8	19,2	20,4	26,5	27,0	25,7
Total	139,4	152,3	166,6	179,0	199,0	221,7	235,8	270,5	312,5	293,3

	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985
Léger conventionnel	194,7	174,1	169,3	165,6	188,7	173,7	154,5	150,7	153,3	164,5	158,7
Lourd conventionnel	25,2	24,6	30,8	32,2	31,8	31,1	27,9	28,7	33,0	37,6	40,7
Synthéthique	6,8	7,6	7,2	8,9	14,6	20,3	17,7	19,1	25,4	21,1	26,1
Bitume	,0	1,2	1,2	1,2	1,5	1,5	2,0	3,2	4,0	5,3	8,3
Pentanes plus (a)	24,1	21,3	21,1	18,9	18,8	17,0	16,2	15,9	14,8	15,5	16,4
Total	250,8	228,8	229,6	226,8	255,4	243,6	218,3	217,6	230,5	244,0	250,2

(a) Inclut le condensat.

(Milliers de mètres cubes par jour)

Scénario de prix bas

	Léger								Lourd						
	Réserves établies	Additions aux réserves	Pentanes Plus (a)	Synthétique des sables bitumineux	Lourd raffiné	Zones pionnières	Diluant (b)	Total léger	Réserves établies	Additions aux réserves	Bitume	Diluant	Charge de pré-raff.	Total lourd	Total pétrole brut et équivalents
1985	164,7	3,4	16,4	26,1	,0	,0	-6,3	204,3	39,4	1,3	8,3	6,3	,0	55,3	259,6
1986	158,0	10,0	16,2	28,8	,0	,0	-8,7	204,3	37,9	3,3	14,5	8,7	,0	64,4	268,7
1987	142,2	16,0	16,4	28,5	,0	,0	-9,0	194,1	33,1	5,0	16,0	9,0	,0	63,1	257,2
1988	123,7	19,3	17,2	29,0	3,4	,0	-8,5	184,0	28,5	6,0	15,7	8,5	-4,0	54,7	238,8
1989	108,3	21,7	18,1	29,5	6,8	,0	-8,4	176,0	25,1	6,8	16,0	8,4	-8,0	48,3	224,3
1990	95,0	23,4	17,2	29,5	6,8	,0	-9,4	162,5	22,1	7,4	19,3	9,4	-8,0	50,2	212,7
1991	83,6	24,8	16,2	29,5	6,8	,0	-9,5	151,4	19,5	8,1	20,0	9,5	-8,0	49,1	200,5
1992	73,9	26,1	15,3	29,5	6,8	,0	-9,7	142,0	17,2	8,7	20,8	9,7	-8,0	48,4	190,3
1993	65,7	27,3	14,8	29,5	6,8	,0	-9,8	134,3	15,2	9,4	21,5	9,8	-8,0	47,9	182,2
1994	58,6	28,3	14,4	30,0	6,8	,0	-9,9	128,2	13,5	10,2	22,0	9,9	-8,0	47,6	175,8
1995	52,5	29,1	13,7	30,5	6,8	,0	-10,0	122,6	11,8	11,0	22,5	10,0	-8,0	47,3	169,9
1996	47,1	29,8	13,1	30,5	6,8	,0	-9,9	117,4	10,4	11,7	22,5	9,9	-8,0	46,5	163,9
1997	42,2	30,4	12,4	30,5	6,8	,0	-9,9	112,4	9,1	12,3	22,5	9,9	-8,0	45,8	158,2
1998	38,0	30,8	12,0	30,5	6,8	,0	-9,8	108,3	7,9	12,6	22,5	9,8	-8,0	44,8	153,1
1999	34,1	31,0	11,9	30,5	6,8	,0	-9,7	104,6	6,4	12,9	22,5	9,7	-8,0	43,5	148,1
2000	30,6	31,1	10,9	30,5	6,8	,0	-9,6	100,3	5,4	13,3	22,5	9,6	-8,0	42,8	143,1
2001	26,7	31,0	9,8	30,5	6,8	,0	-9,6	95,3	4,6	13,7	22,5	9,6	-8,0	42,4	137,6
2002	23,9	30,8	8,8	30,5	6,8	,0	-9,5	91,3	3,8	13,9	22,5	9,5	-8,0	41,7	133,0
2003	21,2	30,5	8,0	30,5	6,8	,0	-9,5	87,5	3,2	14,0	22,5	9,5	-8,0	41,2	128,7
2004	18,9	30,1	7,2	30,5	6,8	,0	-9,4	84,0	2,8	14,1	22,5	9,4	-8,0	40,8	124,9
2005	17,0	29,6	6,5	30,5	6,8	,0	-9,4	81,0	2,4	14,2	22,5	9,4	-8,0	40,5	121,5

(a) Inclut le condensat.
(b) Près de cinq mille mètres cubes par jour de pentanes plus ne sont pas disponibles à titre de diluant du pétrole lourd. La demande en diluant excédant l'offre de pentanes plus est supposée être satisfaite par une partie du pétrole léger.

(Milliers de mètres cubes par jour)

Scénario de prix élevé

	Léger								Lourd					
	Réserves établies	Additions aux réserves	Pentanes Plus (a)	Synthétique des sables bitumineux	Lourd raffiné	Zones pionnières	Diluant (b)	Total léger	Réserves établies	Additions aux réserves	Bitume	Diluant	Charge de pré-raff.	Total lourd	Total pétrole brut et équivalents
1985	164,7	3,4	16,4	26,1	,0	,0	-6,3	204,3	39,4	1,3	8,3	6,3	,0	55,3	259,6
1986	158,8	10,0	16,2	28,8	,0	,0	-8,8	205,0	38,3	3,3	14,5	8,8	,0	64,9	269,9
1987	143,6	16,5	16,3	28,5	,0	,0	-10,2	194,7	34,2	5,1	18,7	10,2	,0	68,2	262,9
1988	126,2	20,9	16,9	29,0	3,4	,0	-10,6	185,8	30,0	6,5	20,6	10,6	-4,0	63,7	249,5
1989	110,5	25,7	17,7	29,5	6,8	,0	-12,1	178,1	26,4	7,6	25,1	12,1	-8,0	63,2	241,3
1990	96,9	30,7	16,7	29,5	6,8	,0	-15,3	165,3	23,3	8,6	33,9	15,3	-8,0	73,1	238,4
1991	85,3	34,1	15,6	30,5	6,8	,0	-17,6	154,7	20,5	9,8	40,0	17,6	-8,0	79,9	234,6
1992	75,4	36,9	14,6	32,5	6,8	,0	-19,0	147,3	18,1	11,0	44,0	19,0	-8,0	84,1	231,3
1993	67,0	38,6	14,0	32,5	6,8	,0	-20,5	138,4	16,0	12,2	48,0	20,5	-8,0	88,7	227,1
1994	59,8	39,8	13,6	33,0	6,8	,0	-22,0	131,0	14,2	13,4	52,0	22,0	-8,0	93,6	224,6
1995	53,6	40,6	12,8	34,0	10,6	3,5	-22,6	132,5	12,5	14,6	56,0	22,6	-12,0	93,7	226,2
1996	48,1	41,0	12,0	34,0	14,4	19,5	-22,5	146,5	10,9	15,8	58,0	22,5	-16,0	91,2	237,7
1997	43,1	41,2	11,3	34,0	14,4	35,0	-23,7	155,3	9,5	16,7	61,0	23,7	-16,0	94,9	250,2
1998	38,8	41,2	10,9	34,0	14,4	35,0	-24,8	149,5	8,3	17,4	64,0	24,8	-16,0	98,5	248,0
1999	34,8	41,1	10,7	34,0	18,2	35,0	-24,3	149,5	6,7	18,0	67,0	24,3	-20,0	96,0	245,5
2000	31,2	40,9	10,6	34,0	22,0	35,0	-23,9	149,8	5,7	18,7	70,0	23,9	-24,0	94,3	244,1
2001	27,3	40,7	10,8	34,0	22,0	35,0	-25,0	144,8	4,8	19,4	73,0	25,0	-24,0	98,2	243,0
2002	24,4	40,3	11,1	34,0	22,0	35,0	-26,2	140,6	4,0	20,0	76,0	26,2	-24,0	102,2	242,8
2003	21,6	39,8	11,1	34,0	22,0	35,0	-27,3	136,2	3,4	20,4	79,0	27,3	-24,0	106,1	242,3
2004	19,3	39,4	10,9	34,0	22,0	35,0	-28,5	132,2	2,9	20,7	82,0	28,5	-24,0	110,1	242,2
2005	17,4	38,9	10,5	34,0	22,0	35,0	-29,6	128,2	2,5	21,1	85,0	29,6	-24,0	114,2	242,4

(a) Inclut le condensat.
(b) Près de cinq mille mètres cubes par jour de pentanes plus ne sont pas disponibles à titre de diluant du pétrole lourd. La demande en diluant excédant l'offre de pentanes plus est supposée être satisfaite par une partie du pétrole léger.

Tableau A6-15
Données historiques - Offre et demande primaire du pétrole - Canada

(Pétajoules)	1965	1966	1967	1968	1969	1970	1971	1972	1973	1974
Demande par secteur										
Résidentiel	524,7	515,8	540,3	568,4	586,7	618,7	614,4	646,1	610,0	641,4
Commercial	193,9	222,4	247,9	284,4	293,8	308,6	306,9	326,8	286,2	272,7
Industriel	338,1	354,8	393,5	408,2	447,9	477,4	477,3	503,5	542,0	553,9
Transport	975,6	1038,6	1096,3	1157,6	1200,1	1265,6	1313,5	1407,9	1535,9	1597,9
Non-énergétique [a]	170,6	185,1	188,7	193,7	211,3	252,7	256,3	281,4	321,2	318,3
Utilisation finale globale	2202,9	2316,8	2466,7	2612,3	2739,8	2923,0	2968,3	3165,7	3295,3	3384,2
Usage propre	162,0	167,9	175,2	182,8	186,1	201,1	212,9	225,4	247,4	249,1
Production d'électricité	35,8	39,6	56,3	82,0	79,5	106,6	108,3	108,7	112,2	117,8
Production de vapeur	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Butanes pour mélange	-6,5	-9,2	-8,8	-9,3	-8,8	-7,5	-5,0	-11,2	-17,1	-16,8
GPL des raffineries	1,3	2,0	20,9	18,8	20,3	24,2	24,6	28,1	27,3	29,4
Demande primaire globale [b]	2395,5	2517,0	2710,3	2886,5	3016,9	3247,3	3309,1	3516,8	3665,1	3763,7
Combustibles pour la production de l'électricité exportée	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	3,5	4,6	4,4	4,1	4,2
Total partiel	2395,5	2517,0	2710,3	2886,5	3016,9	3250,8	3313,7	3521,2	3669,2	3767,9
Exportations	676,7	777,8	928,6	1037,8	1243,8	1499,5	1691,9	2339,7	2797,4	2276,6
Disposition globale	3072,2	3294,8	3638,9	3924,3	4260,7	4750,3	5005,6	5860,9	6466,6	6044,5
Importations	1243,2	919,2	1029,9	1130,4	1230,3	1319,8	1523,0	2038,8	2242,4	1941,4
Production	2011,0	2196,0	2401,0	2580,0	2868,0	3196,0	3400,0	3900,0	4504,0	4227,0
Offre primaire	3254,2	3115,2	3430,9	3710,4	4098,3	4515,8	4923,0	5938,8	6746,4	6168,4

Source: "Bulletin trimestriel - disponibilité et écoulement d'énergie au Canada" Statistique Canada #57-003.
Nota: [a] Inclut l'industrie pétrochimique.
[b] Equivalent au total des produits pétroliers et du GLP des raffineries présenté au tableau A6-16.

Tableau A6-15 (suite)
Données historiques - Offre et demande primaire du pétrole - Canada

(Pétajoules)	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984
Demande par secteur										
Résidentiel	612,4	600,5	541,3	523,4	513,1	492,4	401,8	371,6	326,6	278,6
Commercial	212,6	261,5	228,8	245,5	216,0	208,1	194,6	174,2	162,8	147,4
Industriel	539,4	528,6	560,1	530,7	545,6	509,4	452,5	371,3	321,6	319,3
Transport	1622,8	1690,5	1736,4	1796,8	1922,2	1958,1	1908,1	1739,0	1668,4	1709,6
Non-énergétique [a]	302,5	310,3	350,1	379,4	421,6	387,5	379,6	308,6	295,3	306,8
Utilisation finale globale	3289,7	3391,4	3416,7	3475,8	3618,5	3555,4	3336,5	2964,6	2774,7	2761,6
Usage propre	249,4	237,8	259,8	277,2	280,3	267,8	251,3	225,9	209,6	223,3
Production d'électricité	120,3	133,0	108,0	126,0	110,2	104,8	90,2	84,8	55,3	43,9
Production de vapeur	0,0	0,0	0,0	0,0	12,0	12,4	9,6	8,6	7,4	6,3
Butanes pour mélange	-30,8	-25,2	-25,5	-26,3	-18,1	-25,5	-24,3	-27,0	-29,8	-44,1
GPL des raffineries	37,4	52,5	57,3	59,1	66,8	61,9	57,5	61,1	69,4	65,1
Demande primaire globale [b]	3666,0	3789,5	3816,2	3911,8	4069,8	3976,8	3720,8	3318,0	3086,6	3056,1
Combustibles pour la production de l'électricité exportée	4,9	12,5	31,2	22,8	29,2	27,3	7,5	6,5	14,5	18,6
Total partiel	3670,9	3802,0	3847,4	3934,6	4099,0	4004,1	3728,3	3324,5	3101,1	3074,7
Exportations	1773,3	1172,3	779,8	678,9	605,7	489,7	494,1	551,3	884,6	1013,5
Disposition globale	5444,2	4974,3	4627,2	4613,5	4704,7	4493,8	4222,4	3875,7	3985,7	4088,2
Importations	1916,0	1770,2	1472,8	1330,4	1141,9	1078,3	1125,3	717,2	611,8	668,6
Production	3616,0	3299,0	3310,0	3270,0	3682,0	3512,0	3149,0	3137,0	3323,0	3516,0
Offre primaire	5532,0	5069,2	4782,8	4600,4	4823,9	4590,3	4274,3	3854,2	3934,8	4184,6

Source: "Bulletin trimestriel - disponibilité et écoulement d'énergie au Canada" Statistique Canada #57-003.
Nota: [a] Inclut l'industrie pétrochimique.
[b] Equivalent au total des produits pétroliers et du GLP des raffineries présenté au tableau A6-16.

Tableau A6-16
Demande totale de produits pétroliers - Canada et régions

(Pétajoules)

Canada

Scénario de prix bas

	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1995	2000	2005
Essence d'aviation	5,9	6,1	6,0	6,0	5,9	5,8	5,7	5,5	5,0	5,0
Essence pour moteur [a]	1097,6	1101,5	1093,1	1087,8	1088,1	1092,6	1101,0	1166,8	1231,8	1290,2
Carburéacteur										
- kérosène (carburéacteur A-1)	108,5	118,0	123,7	130,8	136,9	140,7	142,3	159,2	176,3	192,3
- naphte (carburéacteur B)	40,4	36,3	35,3	34,6	33,4	31,5	29,1	30,3	31,1	33,9
- total	148,9	154,3	159,0	165,4	170,3	172,2	171,4	189,6	207,4	226,3
Carburant léger et kérosène	343,4	319,7	318,5	314,7	310,2	304,7	297,4	263,1	243,2	247,4
Mazout diesel	577,5	582,7	611,8	633,1	650,8	666,8	676,2	735,0	820,8	919,0
Mazout lourd	330,3	290,0	324,0	339,5	343,8	363,6	324,7	279,3	273,5	343,0
Asphalte	105,7	120,4	124,0	127,1	131,2	133,2	133,9	144,8	158,8	177,4
Lubrifiants et graisses	36,4	36,4	37,7	39,0	40,3	41,8	43,2	49,9	56,2	64,2
Charge d'alimentation pétrochimique	122,6	135,0	130,4	117,2	98,1	99,9	101,0	103,2	103,4	103,7
Autres produits	222,8	241,0	246,1	249,1	250,8	254,8	255,3	268,2	285,8	312,3
Total des produits pétroliers [a]	2991,0	2987,0	3050,8	3079,0	3089,5	3135,3	3110,0	3205,4	3386,0	3688,5
GPL des raffineries	65,1	74,0	76,2	78,9	80,9	82,9	83,6	86,9	91,6	98,6
Total des produits et du GPL des raffineries [b]	3056,1	3061,0	3126,9	3157,8	3170,3	3218,2	3193,6	3292,3	3477,6	3787,1

Scénario de prix élevé

	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1995	2000	2005
Essence d'aviation	5,9	6,1	6,0	6,0	5,9	5,8	5,7	5,5	5,0	5,0
Essence pour moteur [a]	1097,6	1101,5	1089,7	1079,6	1073,3	1070,1	1067,8	1070,0	1078,5	1089,9
Carburéacteur										
- kérosène (carburéacteur A-1)	108,5	118,0	121,7	127,5	132,0	134,4	134,9	140,1	145,3	153,1
- naphte (carburéacteur B)	40,4	36,3	34,7	33,7	32,2	30,1	27,6	26,7	25,6	27,0
- total	148,9	154,3	156,4	161,2	164,1	164,5	162,6	166,8	170,9	180,2
Carburant léger et kérosène	343,4	319,7	311,7	303,4	293,6	283,0	272,1	207,9	175,4	163,1
Mazout diesel	577,5	582,7	610,0	627,1	640,8	652,4	658,6	699,6	766,1	835,7
Mazout lourd	330,3	290,0	317,2	331,9	328,7	346,0	307,5	231,7	225,5	245,2
Asphalte	105,7	120,4	124,0	126,6	129,1	131,7	132,9	144,5	156,7	172,6
Lubrifiants et graisses	36,4	36,4	37,3	38,1	39,0	40,0	40,9	45,6	50,6	56,9
Charge d'alimentation pétrochimique	122,6	135,0	130,4	117,1	98,0	99,8	100,9	103,0	103,0	103,1
Autres produits	222,8	241,0	244,6	246,0	245,6	247,8	246,6	249,3	259,0	273,7
Total des produits pétroliers [a]	2991,0	2987,0	3027,2	3036,9	3018,2	3041,0	2995,5	2923,9	2990,6	3125,4
GPL des raffineries	65,1	74,0	74,7	77,0	78,6	80,1	80,5	81,3	84,2	88,4
Total des produits et du GPL des raffineries [b]	3056,1	3061,0	3102,0	3114,0	3096,8	3121,1	3076,0	3005,2	3074,8	3213,8

Nota : [a] Exclut les butanes pour le mélange de l'essence.
[b] Les combustibles utilisés pour la production d'électricité exportée ne sont pas inclus.

Tableau A6-16 (suite)
Demande totale de produits pétroliers - Canada et régions

(Pétajoules)	Provinces de l'Atlantique									
	Scénario de prix bas									
	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1995	2000	2005
Essence d'aviation	0,4	0,6	0,6	0,6	0,5	0,5	0,5	0,4	0,3	0,3
Essence pour moteur [a]	95,4	94,3	93,7	93,2	93,0	92,9	93,2	95,9	100,0	105,2
Carburéacteur										
- kérosène (carburéacteur A-1)	9,0	9,0	9,4	10,0	10,4	10,7	10,8	12,1	13,4	14,6
- naphte (carburéacteur B)	6,9	7,1	6,9	6,7	6,5	6,1	5,7	5,9	6,0	6,6
- total	15,9	16,0	16,3	16,7	16,9	16,8	16,5	18,0	19,5	21,2
Carburant léger et kérosène	71,5	72,7	72,7	73,3	73,1	73,2	73,4	71,7	68,3	72,4
Mazout diesel	59,8	56,1	60,7	63,8	66,0	67,4	68,1	74,0	84,8	97,0
Mazout lourd	97,2	120,6	128,7	133,4	143,7	151,6	125,7	101,7	93,7	102,9
Asphalte	10,5	12,1	12,4	12,8	13,2	13,4	13,4	14,5	15,9	17,8
Lubrifiants et graisses	2,6	2,3	2,4	2,4	2,5	2,5	2,6	2,9	3,2	3,7
Charge d'alimentation pétrochimique	0,9	1,1	1,1	1,1	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2
Autres produits	12,1	12,8	13,1	13,4	13,8	14,1	13,3	12,9	13,2	14,3
Total des produits pétroliers [a]	366,3	388,6	401,8	410,6	423,8	433,7	407,9	393,3	400,2	436,0
GPL des raffineries	7,2	7,2	7,4	7,6	7,8	7,9	7,7	7,7	8,1	8,8
Total des produits et du GPL des raffineries [b]	373,5	395,8	409,2	418,2	431,6	441,6	415,5	401,0	408,3	444,8

	Scénario de prix élevé									
	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1995	2000	2005
Essence d'aviation	0,4	0,6	0,6	0,6	0,5	0,5	0,5	0,4	0,3	0,3
Essence pour moteur [a]	95,4	94,3	93,6	92,8	92,1	91,7	91,3	90,8	92,5	94,4
Carburéacteur										
- kérosène (carburéacteur A-1)	9,0	9,0	9,3	9,7	10,0	10,2	10,3	10,7	11,1	11,7
- naphte (carburéacteur B)	6,9	7,1	6,8	6,6	6,3	5,9	5,4	5,2	5,0	5,3
- total	15,9	16,0	16,0	16,3	16,3	16,1	15,6	15,9	16,0	16,9
Carburant léger et kérosène	71,5	72,7	72,0	72,0	71,4	71,4	73,0	64,3	61,4	65,7
Mazout diesel	59,8	56,1	60,3	62,8	64,6	65,7	66,2	70,0	79,8	90,1
Mazout lourd	97,2	120,6	130,0	137,7	146,3	155,9	134,0	90,9	95,0	108,5
Asphalte	10,5	12,1	12,4	12,7	13,0	13,2	13,3	14,5	15,7	17,3
Lubrifiants et graisses	2,6	2,3	2,4	2,4	2,4	2,5	2,5	2,7	3,1	3,4
Charge d'alimentation pétrochimique	0,9	1,1	1,1	1,1	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2
Autres produits	12,1	12,8	13,1	13,4	13,7	14,1	13,4	11,9	12,4	13,5
Total des produits pétroliers [a]	366,3	388,6	401,4	411,6	421,5	432,2	411,1	362,7	377,6	411,5
GPL des raffineries	7,2	7,2	6,7	6,8	6,9	7,1	6,9	6,6	7,0	7,5
Total des produits et du GPL des raffineries [b]	373,5	395,8	408,1	418,5	428,5	439,3	418,0	369,3	384,6	419,0

Nota : [a] Exclut les butanes pour le mélange de l'essence.
[b] Les combustibles utilisés pour la production d'électricité exportée ne sont pas inclus.

(Pétajoules)

Québec

Scénario de prix bas

	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1995	2000	2005
Essence d'aviation	0,9	0,9	0,9	0,9	0,8	0,8	0,8	0,8	0,7	0,7
Essence pour moteur [a]	233,3	232,6	227,8	224,1	222,1	221,5	222,5	236,8	249,5	260,6
Carburéacteur										
- kérosène (carburéacteur A-1)	25,6	27,5	28,8	30,5	31,9	32,8	33,2	37,1	41,1	44,8
- naphte (carburéacteur B)	3,7	2,8	2,7	2,7	2,6	2,4	2,3	2,3	2,4	2,6
- total	29,3	30,3	31,6	33,2	34,5	35,2	35,4	39,5	43,5	47,5
Carburant léger et kérosène	119,5	104,6	104,2	102,0	98,9	95,6	91,5	73,8	65,7	62,7
Mazout diesel	93,4	94,6	100,5	105,4	109,8	113,7	116,2	130,7	145,7	155,7
Mazout lourd	114,1	81,5	90,3	92,7	91,3	108,0	100,4	91,0	90,3	112,9
Asphalte	26,1	28,9	29,8	30,5	31,5	32,0	32,2	34,8	38,2	42,7
Lubrifiants et graisses	6,0	5,8	6,0	6,2	6,4	6,6	6,8	7,6	8,5	9,7
Charge d'alimentation pétrochimique	21,3	16,6	17,0	17,5	18,0	19,1	20,0	22,1	22,1	22,1
Autres produits	63,7	65,6	66,8	67,5	68,1	69,7	69,8	72,9	77,2	83,2
Total des produits pétroliers [a]	707,6	661,5	674,9	680,1	681,4	702,3	695,8	709,9	741,4	797,8
GPL des raffineries	14,4	16,0	16,5	16,8	16,9	17,7	17,9	18,5	19,3	20,7
Total des produits et du GPL des raffineries [b]	722,0	677,5	691,4	696,9	698,3	720,0	713,7	728,4	760,7	818,5

Scénario de prix élevé

	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1995	2000	2005
Essence d'aviation	0,9	0,9	0,9	0,9	0,8	0,8	0,8	0,8	0,7	0,7
Essence pour moteur [a]	233,3	232,6	227,2	222,6	219,1	216,8	215,0	212,7	212,7	215,9
Carburéacteur										
- kérosène (carburéacteur A-1)	25,6	27,5	28,4	29,7	30,8	31,3	31,5	32,7	33,9	35,7
- naphte (carburéacteur B)	3,7	2,8	2,7	2,6	2,5	2,3	2,1	2,1	2,0	2,1
- total	29,3	30,3	31,1	32,3	33,3	33,7	33,6	34,7	35,9	37,8
Carburant léger et kérosène	119,5	104,6	102,4	98,8	94,1	89,0	83,2	57,9	45,1	38,4
Mazout diesel	93,4	94,6	100,1	104,1	107,7	110,7	112,5	123,3	134,2	139,1
Mazout lourd	114,1	81,5	87,7	88,9	85,6	99,3	89,0	72,7	67,4	74,8
Asphalte	26,1	28,9	29,8	30,4	31,0	31,7	32,0	34,8	37,7	41,5
Lubrifiants et graisses	6,0	5,8	6,0	6,1	6,3	6,4	6,6	7,2	8,0	8,9
Charge d'alimentation pétrochimique	21,3	16,6	17,0	17,5	18,0	19,0	20,0	22,0	22,0	22,0
Autres produits	63,7	65,6	66,4	66,8	66,9	68,1	67,6	68,3	70,6	74,4
Total des produits pétroliers [a]	707,6	661,5	668,5	668,6	662,8	675,4	660,3	634,4	634,2	653,6
GPL des raffineries	14,4	16,0	15,5	15,6	15,6	16,2	16,3	16,0	16,2	16,8
Total des produits et du GPL des raffineries [b]	722,0	677,5	684,0	684,2	678,3	691,7	676,5	650,4	650,4	670,4

Nota : [a] Exclut les butanes pour le mélange de l'essence.
[b] Les combustibles utilisés pour la production d'électricité exportée ne sont pas inclus.

Tableau A6-16 (suite)
Demande totale de produits pétroliers - Canada et régions

(Pétajoules)

Ontario

Scénario de prix bas

	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1995	2000	2005
Essence d'aviation	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,3	1,2	1,3
Essence pour moteur [a]	399,1	402,2	403,4	406,9	413,4	421,6	431,2	477,8	507,9	531,8
Carburéacteur										
- kérosène (carburéacteur A-1)	39,4	44,6	46,8	49,5	51,8	53,2	53,8	60,2	66,7	72,8
- naphte (carburéacteur B)	7,8	6,4	6,3	6,1	5,9	5,6	5,2	5,4	5,5	6,0
- total	47,3	51,1	53,1	55,6	57,7	58,8	59,0	65,6	72,2	78,8
Carburant léger et kérosène	106,1	97,3	99,2	98,0	97,5	95,6	92,8	81,2	74,9	80,3
Mazout diesel	148,5	149,1	158,5	166,9	174,0	179,7	183,2	200,9	222,7	246,3
Mazout lourd	80,8	52,0	66,6	73,0	69,2	66,8	64,2	58,6	65,5	105,3
Asphalte	30,9	31,3	32,2	33,1	34,1	34,6	34,8	37,7	41,3	46,2
Lubrifiants et graisses	16,3	17,7	18,5	19,3	20,1	20,9	21,8	25,4	28,7	32,8
Charge d'alimentation pétrochimique	97,6	108,3	102,0	87,0	66,2	66,2	66,2	66,4	66,5	66,8
Autres produits	89,6	103,1	106,0	107,5	107,8	109,7	110,9	118,8	127,6	141,2
Total des produits pétroliers [a]	1017,6	1013,7	1040,9	1048,7	1041,3	1055,4	1065,7	1133,7	1208,4	1330,8
GPL des raffineries	18,7	27,7	28,9	31,1	32,8	33,8	34,6	36,7	38,6	41,5
Total des produits et du GPL des raffineries [b]	1036,3	1041,4	1069,8	1079,8	1074,1	1089,2	1100,3	1170,4	1247,0	1372,3

Scénario de prix élevé

	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1995	2000	2005
Essence d'aviation	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,3	1,2	1,3
Essence pour moteur [a]	399,1	402,2	402,0	403,5	406,5	410,7	414,8	429,8	432,8	434,8
Carburéacteur										
- kérosène (carburéacteur A-1)	39,4	44,6	46,0	48,3	49,9	50,9	51,1	53,0	55,0	57,9
- naphte (carburéacteur B)	7,8	6,4	6,2	6,0	5,7	5,3	4,9	4,7	4,5	4,8
- total	47,3	51,1	52,2	54,2	55,6	56,2	56,0	57,7	59,5	62,7
Carburant léger et kérosène	106,1	97,3	96,3	93,1	90,1	85,8	80,7	58,1	45,1	37,9
Mazout diesel	148,5	149,1	157,7	164,1	169,3	173,4	175,7	186,5	201,1	215,3
Mazout lourd	80,8	52,0	63,8	69,5	64,2	60,5	56,6	45,5	44,4	45,2
Asphalte	30,9	31,3	32,2	32,9	33,6	34,3	34,6	37,6	40,8	44,9
Lubrifiants et graisses	16,3	17,7	18,2	18,6	19,1	19,6	20,1	22,3	24,7	28,1
Charge d'alimentation pétrochimique	97,6	108,3	102,0	87,0	66,1	66,1	66,1	66,1	66,2	66,2
Autres produits	89,6	103,1	105,1	105,5	104,7	105,3	105,4	107,5	111,2	116,7
Total des produits pétroliers [a]	1017,6	1013,7	1030,9	1029,9	1010,7	1013,2	1011,2	1012,6	1027,0	1053,2
GPL des raffineries	18,7	27,7	26,4	28,4	29,9	30,7	31,3	32,1	32,9	34,1
Total des produits et du GPL des raffineries [b]	1036,3	1041,4	1057,3	1058,3	1040,6	1043,9	1042,5	1044,7	1059,9	1087,2

Nota : [a] Exclut les butanes pour le mélange de l'essence.
[b] Les combustibles utilisés pour la production d'électricité exportée ne sont pas inclus.

(Pétajoules) **Manitoba**

Scénario de prix bas

	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1995	2000	2005
Essence d'aviation	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,6	0,6
Essence pour moteur [a]	51,3	50,8	49,8	49,1	48,7	48,5	48,5	51,5	57,0	61,5
Carburéacteur										
- kérosène (carburéacteur A-1)	4,1	4,2	4,4	4,7	4,9	5,0	5,1	5,7	6,3	6,9
- naphte (carburéacteur B)	2,1	2,0	1,9	1,9	1,8	1,7	1,6	1,6	1,7	1,8
- total	6,2	6,2	6,3	6,6	6,7	6,7	6,7	7,3	8,0	8,7
Carburant léger et kérosène	5,4	4,7	4,7	4,5	4,2	3,9	3,7	3,1	2,8	3,0
Mazout diesel	31,5	34,4	35,1	36,8	38,1	39,4	40,3	45,6	51,8	58,0
Mazout lourd	2,4	2,5	2,9	2,8	2,6	2,5	2,3	1,9	1,7	1,4
Asphalte	2,2	2,2	2,3	2,3	2,4	2,4	2,4	2,6	2,9	3,2
Lubrifiants et graisses	1,4	1,3	1,4	1,4	1,5	1,5	1,6	1,8	2,1	2,4
Charge d'alimentation pétrochimique	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Autres produits	0,3	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,5	0,6	0,7
Total des produits pétroliers [a]	101,4	103,2	103,6	104,6	105,2	106,1	106,6	115,1	127,5	139,6
GPL des raffineries	0,3	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,6	0,6
Total des produits et du GPL des raffineries [b]	101,7	103,7	104,1	105,1	105,7	106,6	107,1	115,7	128,1	140,2

Scénario de prix élevé

	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1995	2000	2005
Essence d'aviation	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,6	0,6
Essence pour moteur [a]	51,3	50,8	49,7	48,9	48,2	47,7	47,3	47,4	49,7	51,6
Carburéacteur										
- kérosène (carburéacteur A-1)	4,1	4,2	4,4	4,6	4,7	4,8	4,8	5,0	5,2	5,5
- naphte (carburéacteur B)	2,1	2,0	1,9	1,8	1,7	1,6	1,5	1,4	1,4	1,5
- total	6,2	6,2	6,2	6,4	6,5	6,4	6,3	6,5	6,6	7,0
Carburant léger et kérosène	5,4	4,7	4,4	4,1	3,7	3,3	2,9	1,4	1,5	1,6
Mazout diesel	31,5	34,4	34,9	36,2	37,2	38,2	38,9	43,1	48,1	52,6
Mazout lourd	2,4	2,5	2,7	2,6	2,4	2,3	2,2	2,0	1,7	1,3
Asphalte	2,2	2,2	2,3	2,3	2,4	2,4	2,4	2,6	2,9	3,2
Lubrifiants et graisses	1,4	1,3	1,3	1,4	1,4	1,4	1,5	1,7	1,9	2,1
Charge d'alimentation pétrochimique	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Autres produits	0,3	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,5	0,6	0,6
Total des produits pétroliers [a]	101,4	103,2	102,6	103,0	102,9	103,0	102,7	105,9	113,5	120,6
GPL des raffineries	0,3	0,5	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
Total des produits et du GPL des raffineries [b]	101,7	103,7	102,9	103,3	103,2	103,3	103,1	106,2	113,9	121,0

Nota : [a] Exclut les butanes pour le mélange de l'essence.
[b] Les combustibles utilisés pour la production d'électricité exportée ne sont pas inclus.

Tableau A6-16 (suite)
Demande totale de produits pétroliers - Canada et régions

(Pétajoules)

Saskatchewan

Scénario de prix bas

	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1995	2000	2005
Essence d'aviation	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,3	0,3	0,3
Essence pour moteur [a]	64,6	64,3	62,7	61,2	59,8	58,8	58,1	58,2	62,4	68,0
Carburéacteur										
- kérosène (carburéacteur A-1)	0,2	0,8	0,8	0,9	0,9	1,0	1,0	1,1	1,2	1,3
- naphte (carburéacteur B)	2,8	2,2	2,2	2,1	2,0	1,9	1,8	1,9	1,9	2,1
- total	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	2,9	2,8	2,9	3,1	3,4
Carburant léger et kérosène	9,3	9,2	9,2	8,5	8,1	7,7	7,5	6,0	5,6	5,5
Mazout diesel	43,5	44,1	44,1	45,0	45,7	46,8	47,5	50,1	56,3	63,1
Mazout lourd	3,2	2,8	3,1	2,7	2,2	1,9	1,5	1,0	0,7	0,7
Asphalte	5,8	7,4	7,6	7,8	8,1	8,2	8,2	8,9	9,8	10,9
Lubrifiants et graisses	1,9	1,7	1,8	1,9	1,9	2,0	2,1	2,4	2,7	3,1
Charge d'alimentation pétrochimique	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Autres produits	5,5	5,9	6,0	5,9	5,9	6,0	6,0	6,2	6,8	7,4
Total des produits pétroliers [a]	137,2	138,7	137,9	136,4	135,1	134,7	134,0	136,2	147,6	162,4
GPL des raffineries	3,0	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	2,8	2,9	3,1	3,4
Total des produits et du GPL des raffineries [b]	140,2	141,7	140,8	139,2	138,0	137,6	136,8	139,1	150,7	165,9

Scénario de prix élevé

	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1995	2000	2005
Essence d'aviation	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,3	0,3	0,3
Essence pour moteur [a]	64,6	64,3	62,6	60,8	59,2	57,9	56,9	54,6	55,7	57,9
Carburéacteur										
- kérosène (carburéacteur A-1)	0,2	0,8	0,8	0,9	0,9	0,9	0,9	1,0	1,0	1,0
- naphte (carburéacteur B)	2,8	2,2	2,1	2,1	2,0	1,8	1,7	1,6	1,6	1,7
- total	3,0	3,0	3,0	2,9	2,9	2,8	2,6	2,6	2,6	2,7
Carburant léger et kérosène	9,3	9,2	8,9	8,1	7,5	7,1	6,6	4,6	3,7	3,4
Mazout diesel	43,5	44,1	43,8	44,2	44,5	45,2	45,5	46,5	51,4	56,4
Mazout lourd	3,2	2,8	2,8	2,5	2,3	2,3	2,0	2,0	1,1	0,7
Asphalte	5,8	7,4	7,6	7,8	7,9	8,1	8,2	8,9	9,6	10,6
Lubrifiants et graisses	1,9	1,7	1,8	1,8	1,9	2,0	2,0	2,3	2,6	2,9
Charge d'alimentation pétrochimique	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Autres produits	5,5	5,9	5,9	5,9	5,9	5,9	5,9	6,0	6,4	6,8
Total des produits pétroliers [a]	137,2	138,7	136,6	134,4	132,5	131,5	130,1	127,8	133,4	141,6
GPL des raffineries	3,0	2,9	2,9	2,9	2,8	2,8	2,8	2,8	2,9	3,1
Total des produits et du GPL des raffineries [b]	140,2	141,7	139,5	137,3	135,4	134,3	132,9	130,6	136,3	144,7

Nota : [a] Exclut les butanes pour le mélange de l'essence.
[b] Les combustibles utilisés pour la production d'électricité exportée ne sont pas inclus.

(Pétajoules)

Alberta

Scénario de prix bas

	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1995	2000	2005
Essence d'aviation	0,8	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,6	0,6
Essence pour moteur [a]	124,0	130,5	129,4	127,9	126,5	125,1	124,0	122,8	126,4	129,8
Carburéacteur										
- kérosène (carburéacteur A-1)	17,6	17,3	18,1	19,1	20,0	20,6	20,8	23,3	25,8	28,1
- naphte (carburéacteur B)	8,8	8,9	8,7	8,5	8,2	7,8	7,2	7,5	7,7	8,3
- total	26,5	26,2	26,8	27,6	28,2	28,3	28,0	30,7	33,4	36,5
Carburant léger et kérosène	4,8	4,8	4,5	4,2	3,9	3,6	3,4	4,1	4,5	5,0
Mazout diesel	103,1	108,4	109,7	110,4	110,9	111,5	111,8	118,7	128,5	144,9
Mazout lourd	2,0	1,9	1,7	1,4	1,1	1,0	0,8	0,8	0,9	1,0
Asphalte	21,8	28,7	29,6	30,3	31,3	31,8	31,9	34,6	37,9	42,3
Lubrifiants et graisses	4,4	3,9	3,9	4,0	4,0	4,1	4,1	4,9	5,6	6,3
Charge d'alimentation pétrochimique	0,4	7,0	8,3	9,4	10,5	11,1	11,1	11,1	11,1	11,2
Autres produits	32,8	33,5	33,8	33,9	34,1	34,1	34,0	35,6	37,8	40,8
Total des produits pétroliers [a]	320,4	345,6	348,4	349,8	351,2	351,3	349,9	363,9	386,7	418,3
GPL des raffineries	14,8	13,0	13,0	13,1	13,1	13,1	13,1	13,6	14,4	15,5
Total des produits et du GPL des raffineries [b]	335,2	358,5	361,5	362,9	364,3	364,4	362,9	377,5	401,1	433,9

Scénario de prix élevé

	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1995	2000	2005
Essence d'aviation	0,8	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,6	0,6
Essence pour moteur [a]	124,0	130,5	129,1	127,0	125,5	124,1	122,9	121,5	124,5	127,3
Carburéacteur										
- kérosène (carburéacteur A-1)	17,6	17,3	17,8	18,6	19,3	19,7	19,7	20,5	21,2	22,4
- naphte (carburéacteur B)	8,8	8,9	8,5	8,3	7,9	7,4	6,8	6,6	6,3	6,6
- total	26,5	26,2	26,3	26,9	27,2	27,1	26,5	27,0	27,5	29,0
Carburant léger et kérosène	4,8	4,8	4,7	4,4	4,2	4,0	3,9	4,8	5,2	5,7
Mazout diesel	103,1	108,4	110,5	111,1	111,8	112,7	113,3	121,7	132,1	147,5
Mazout lourd	2,0	1,9	1,7	1,4	1,2	1,0	0,8	0,9	0,9	1,0
Asphalte	21,8	28,7	29,6	30,2	30,8	31,4	31,7	34,5	37,4	41,2
Lubrifiants et graisses	4,4	3,9	4,0	4,0	4,1	4,2	4,2	5,0	5,6	6,2
Charge d'alimentation pétrochimique	0,4	7,0	8,3	9,4	10,5	11,1	11,1	11,1	11,1	11,2
Autres produits	32,8	33,5	33,8	33,9	34,0	34,0	34,0	35,5	37,6	40,2
Total des produits pétroliers [a]	320,4	345,6	348,5	349,0	349,8	350,2	349,1	362,6	383,1	410,0
GPL des raffineries	14,8	13,0	16,1	16,2	16,2	16,3	16,3	17,0	18,2	19,6
Total des produits et du GPL des raffineries [b]	335,2	358,5	364,7	365,2	366,0	366,5	365,4	379,7	401,2	429,6

Nota : [a] Exclut les butanes pour le mélange de l'essence.
[b] Les combustibles utilisés pour la production d'électricité exportée ne sont pas inclus.

Tableau A6-16 (suite)
Demande totale de produits pétroliers - Canada et régions

(Pétajoules) — Colombie-Britannique et Territoires

Scénario de prix bas

	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1995	2000	2005
Essence d'aviation	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,3	1,2	1,2
Essence pour moteur [a]	129,9	126,8	126,2	125,3	124,7	124,0	123,5	123,9	128,7	133,3
Carburéacteur										
- kérosène (carburéacteur A-1)	12,5	14,6	15,3	16,2	16,9	17,4	17,6	19,7	21,8	23,8
- naphte (carburéacteur B)	8,2	6,8	6,7	6,5	6,3	6,0	5,5	5,7	5,9	6,4
- total	20,8	21,4	22,0	22,7	23,2	23,3	23,1	25,4	27,7	30,2
Carburant léger et kérosène	26,8	26,4	24,0	24,2	24,5	25,0	25,1	23,2	21,4	18,5
Mazout diesel	97,8	96,0	103,2	104,8	106,4	108,2	109,2	115,0	130,9	154,0
Mazout lourd	30,5	28,6	30,7	33,6	33,6	31,8	29,8	24,1	20,7	18,7
Asphalte	8,4	9,8	10,1	10,3	10,7	10,8	10,9	11,7	12,8	14,3
Lubrifiants et graisses	3,8	3,6	3,7	3,8	4,0	4,1	4,2	4,8	5,4	6,2
Charge d'alimentation pétrochimique	2,3	1,9	2,0	2,1	2,2	2,3	2,4	2,5	2,5	2,5
Autres produits	18,7	19,7	20,1	20,5	20,7	20,8	20,8	21,3	22,7	24,6
Total des produits pétroliers [a]	340,5	335,8	343,3	348,8	351,4	351,7	350,3	353,2	374,1	403,5
GPL des raffineries	6,7	6,7	6,9	7,0	7,0	7,0	7,0	7,1	7,5	8,1
Total des produits et du GPL des raffineries [b]	347,1	342,5	350,2	355,8	358,4	358,8	357,2	360,3	381,6	411,6

Scénario de prix élevé

	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1995	2000	2005
Essence d'aviation	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,3	1,2	1,2
Essence pour moteur [a]	129,9	126,8	125,5	124,1	122,7	121,2	119,6	113,2	110,0	108,0
Carburéacteur										
- kérosène (carburéacteur A-1)	12,5	14,6	15,0	15,8	16,3	16,6	16,7	17,3	18,0	18,9
- naphte (carburéacteur B)	8,2	6,8	6,6	6,4	6,1	5,7	5,2	5,0	4,8	5,1
- total	20,8	21,4	21,6	22,1	22,4	22,3	21,9	22,4	22,8	24,0
Carburant léger et kérosène	26,8	26,4	23,2	22,9	22,6	22,4	21,8	16,9	13,3	10,4
Mazout diesel	97,8	96,0	102,9	104,5	105,8	106,5	106,5	108,4	119,5	134,8
Mazout lourd	30,5	28,6	28,6	29,3	26,8	24,7	22,8	17,7	14,9	13,8
Asphalte	8,4	9,8	10,1	10,3	10,5	10,7	10,7	11,6	12,5	13,8
Lubrifiants et graisses	3,8	3,6	3,7	3,7	3,8	3,9	4,0	4,3	4,8	5,2
Charge d'alimentation pétrochimique	2,3	1,9	2,0	2,1	2,2	2,3	2,4	2,5	2,5	2,5
Autres produits	18,7	19,7	19,9	20,1	20,0	20,0	19,9	19,7	20,3	21,3
Total des produits pétroliers [a]	340,5	335,8	338,8	340,4	338,1	335,3	331,0	318,0	321,8	335,0
GPL des raffineries	6,7	6,7	6,7	6,8	6,7	6,7	6,6	6,4	6,5	6,9
Total des produits et du GPL des raffineries [b]	347,1	342,5	345,5	347,2	344,8	342,0	337,6	324,4	328,3	341,8

Nota : [a] Exclut les butanes pour le mélange de l'essence.
[b] Les combustibles utilisés pour la production d'électricité exportée ne sont pas inclus.

(Milliers de mètres cubes) — **Canada**

Scénario de prix bas

	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1995	2000	2005
Essence d'aviation	177,4	181,7	179,6	177,6	175,6	173,6	171,5	164,1	149,2	149,2
Essence pour moteur [a]	31667,5	31780,5	31538,2	31386,0	31393,8	31524,1	31766,9	33664,5	35539,6	37223,9
Carburéacteur										
- kérosène (carburéacteur A-1)	3020,6	3284,1	3443,8	3641,6	3809,7	3915,0	3959,8	4431,6	4905,9	5353,1
- naphte (carburéacteur B)	1123,8	1009,0	982,8	962,3	928,8	876,9	811,0	844,0	865,7	944,6
- total	4144,4	4293,1	4426,7	4603,9	4738,5	4791,9	4770,8	5275,7	5771,6	6297,7
Carburant léger et kérosène	8899,7	8277,4	8248,5	8149,1	8029,2	7885,8	7698,1	6808,3	6294,0	6400,8
Mazout diesel	14929,6	15065,4	15817,0	16367,5	16825,4	17238,6	17483,2	19001,8	21221,3	23760,1
Mazout lourd	7915,9	6949,8	7763,8	8136,5	8238,2	8712,7	7781,4	6692,4	6553,4	8218,4
Asphalte	2376,3	2708,3	2789,6	2859,6	2952,0	2997,0	3012,6	3258,0	3571,6	3989,1
Lubrifiants et graisses	929,2	929,6	961,9	995,5	1030,3	1066,5	1104,0	1273,4	1435,3	1640,6
Charge d'alimentation pétrochimique	3485,3	3837,1	3708,7	3331,9	2789,3	2839,1	2870,9	2935,3	2940,9	2949,7
Autres produits	5373,4	5813,6	5938,1	6011,5	6052,9	6151,1	6164,0	6480,8	6910,0	7553,2
Total des produits pétroliers [a]	79898,7	79836,3	81372,1	82019,2	82225,2	83380,3	82823,3	85554,3	90386,8	98182,9
GPL des raffineries	2400,3	2727,9	2808,1	2907,5	2981,6	3057,0	3083,6	3205,5	3377,0	3636,8
Total des produits et du GPL des raffineries [b]	82298,9	82564,2	84180,2	84926,7	85206,8	86437,3	85906,9	88759,7	93763,8	101819,6

Scénario de prix élevé

	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1995	2000	2005
Essence d'aviation	177,4	181,7	179,6	177,6	175,6	173,6	171,5	164,1	149,2	149,2
Essence pour moteur [a]	31667,5	31780,5	31439,1	31147,0	30967,6	30872,8	30807,5	30870,7	31115,5	31446,4
Carburéacteur										
- kérosène (carburéacteur A-1)	3020,6	3284,1	3386,8	3549,0	3672,9	3741,5	3755,7	3899,4	4043,3	4262,1
- naphte (carburéacteur B)	1123,8	1009,0	966,5	937,8	895,4	838,0	769,2	742,7	713,5	752,1
- total	4144,4	4293,1	4353,4	4486,8	4568,3	4579,6	4524,9	4642,1	4756,8	5014,1
Carburant léger et kérosène	8899,7	8277,4	8080,0	7863,5	7609,4	7334,0	7051,6	5388,7	4544,9	4227,4
Mazout diesel	14929,6	15065,4	15770,0	16211,7	16566,7	16866,0	17026,9	18087,6	19805,5	21605,5
Mazout lourd	7915,9	6949,8	7600,1	7952,7	7877,6	8290,7	7368,4	5552,9	5403,4	5874,9
Asphalte	2376,3	2708,3	2789,4	2848,0	2904,1	2962,5	2989,2	3249,6	3524,2	3882,4
Lubrifiants et graisses	929,2	929,6	951,5	974,0	996,9	1020,6	1044,6	1163,5	1291,1	1452,4
Charge d'alimentation pétrochimique	3485,3	3837,1	3708,1	3330,7	2787,4	2836,5	2867,5	2927,9	2929,7	2932,5
Autres produits	5373,4	5813,6	5900,5	5935,6	5926,5	5981,4	5953,5	6026,0	6264,2	6623,0
Total des produits pétroliers [a]	79898,7	79836,3	80771,8	80927,6	80380,2	80917,5	79805,6	78073,0	79784,4	83207,9
GPL des raffineries	2400,3	2727,9	2755,3	2840,5	2896,8	2955,0	2969,4	2998,7	3104,2	3259,1
Total des produits et du GPL des raffineries [b]	82298,9	82564,2	83527,1	83768,2	83277,0	83872,5	82775,0	81071,7	82888,6	86467,0

Nota : [a] Exclut les butanes pour le mélange de l'essence.
[b] Les combustibles utilisés pour la production d'électricité exportée ne sont pas inclus.

Tableau A6-16 (suite)
Demande totale de produits pétroliers - Canada et régions

(Milliers de mètres cubes)

Provinces de l'Atlantique

Scénario de prix bas

	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1995	2000	2005
Essence d'aviation	12,1	18,1	17,4	16,7	16,0	15,3	14,6	12,7	10,4	8,9
Essence pour moteur [a]	2751,6	2721,7	2704,6	2689,8	2682,0	2680,8	2687,8	2765,8	2885,5	3033,9
Carburéacteur										
- kérosène (carburéacteur A-1)	250,8	250,0	262,1	277,2	290,0	298,0	301,4	337,3	373,4	407,5
- naphte (carburéacteur B)	192,9	196,2	191,1	187,1	180,6	170,5	157,7	164,2	168,4	183,7
- total	443,7	446,2	453,3	464,3	470,6	468,5	459,1	501,5	541,8	591,2
Carburant léger et kérosène	1852,9	1874,4	1876,2	1890,8	1883,9	1887,8	1892,0	1849,8	1761,7	1865,6
Mazout diesel	1545,5	1450,2	1569,8	1649,5	1705,2	1742,9	1760,1	1913,0	2191,7	2507,2
Mazout lourd	2330,1	2889,8	3085,3	3196,6	3444,5	3632,1	3012,4	2438,1	2246,0	2466,4
Asphalte	236,3	271,7	279,9	286,9	293,2	300,8	302,3	327,1	358,6	400,6
Lubrifiants et graisses	65,3	59,0	60,4	61,7	63,2	64,6	66,1	73,3	82,8	94,2
Charge d'alimentation pétrochimique	26,0	31,3	31,8	32,7	33,6	34,1	34,1	34,1	34,1	34,1
Autres produits	289,9	305,8	313,8	320,7	330,8	338,5	319,2	309,3	315,8	344,4
Total des produits pétroliers [a]	9553,5	10068,2	10392,5	10609,7	10925,9	11165,4	10547,8	10224,8	10428,4	11346,6
GPL des raffineries	264,9	266,3	273,3	279,8	286,5	292,1	283,4	283,7	298,8	324,3
Total des produits et du GPL des raffineries [b]	9818,4	10334,5	10665,7	10889,5	11212,4	11457,5	10831,2	10508,4	10727,2	11670,9

Scénario de prix élevé

	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1995	2000	2005
Essence d'aviation	12,1	18,1	17,4	16,7	16,0	15,3	14,6	12,7	10,4	8,9
Essence pour moteur [a]	2751,6	2721,7	2699,5	2676,4	2658,2	2644,5	2634,1	2619,8	2669,4	2725,0
Carburéacteur										
- kérosène (carburéacteur A-1)	250,8	250,0	257,8	270,1	279,6	284,8	285,9	296,8	307,8	324,4
- naphte (carburéacteur B)	192,9	196,2	188,0	182,4	174,1	163,0	149,6	144,4	138,8	146,3
- total	443,7	446,2	445,8	452,5	453,7	447,8	435,5	441,2	446,5	470,7
Carburant léger et kérosène	1852,9	1874,4	1865,2	1864,9	1850,5	1851,5	1892,3	1665,6	1592,2	1703,5
Mazout diesel	1545,5	1450,2	1558,3	1623,1	1669,1	1697,6	1711,1	1811,0	2063,3	2328,3
Mazout lourd	2330,1	2889,8	3114,6	3298,9	3505,2	3735,8	3211,0	2178,8	2277,1	2600,7
Asphalte	236,3	271,7	279,9	285,8	291,5	297,4	300,1	326,4	354,1	390,2
Lubrifiants et graisses	65,3	59,0	60,1	61,3	62,4	63,6	64,8	70,1	78,1	87,1
Charge d'alimentation pétrochimique	26,0	31,3	31,8	32,7	33,6	34,1	34,1	34,1	34,1	34,1
Autres produits	289,9	305,8	313,4	321,4	329,0	337,3	321,6	285,9	298,4	325,3
Total des produits pétroliers [a]	9553,5	10068,2	10386,0	10633,6	10869,0	11124,8	10619,1	9445,7	9823,7	10673,9
GPL des raffineries	264,9	266,3	246,4	252,0	256,2	260,9	255,2	242,5	258,6	276,7
Total des produits et du GPL des raffineries [b]	9818,4	10334,5	10632,4	10885,6	11125,3	11385,7	10874,3	9688,2	10082,3	10950,7

Nota : [a] Exclut les butanes pour le mélange de l'essence.
[b] Les combustibles utilisés pour la production d'électricité exportée ne sont pas inclus.

(Milliers de mètres cubes)

Québec

Scénario de prix bas

	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1995	2000	2005
Essence d'aviation	25,6	26,2	25,8	25,5	25,1	24,7	24,4	22,9	20,4	20,4
Essence pour moteur [a]	6731,0	6709,6	6573,3	6466,5	6406,7	6391,7	6420,3	6831,4	7197,8	7518,5
Carburéacteur										
- kérosène (carburéacteur A-1)	712,9	765,5	802,8	848,9	888,1	912,6	923,0	1033,0	1143,6	1247,8
- naphte (carburéacteur B)	103,2	78,2	76,1	74,5	71,9	67,9	62,8	65,4	67,1	73,2
- total	816,1	843,7	878,9	923,4	960,0	980,5	985,9	1098,4	1210,6	1321,0
Carburant léger et kérosène	3095,5	2709,0	2697,1	2640,9	2560,8	2475,2	2369,9	1909,2	1701,5	1623,1
Mazout diesel	2414,5	2444,6	2597,3	2725,0	2838,4	2939,1	3003,6	3379,9	3768,1	4026,5
Mazout lourd	2734,5	1954,2	2163,2	2221,1	2187,4	2588,7	2406,8	2180,7	2164,7	2706,9
Asphalte	586,3	650,7	670,3	687,1	709,4	720,3	724,1	783,3	858,9	959,9
Lubrifiants et graisses	152,5	149,0	153,7	158,6	163,6	168,8	174,1	195,3	217,6	248,5
Charge d'alimentation pétrochimique	606,2	473,3	484,7	499,0	513,2	541,7	570,1	627,0	627,0	627,2
Autres produits	1526,7	1571,2	1600,4	1618,1	1630,3	1670,9	1672,1	1746,6	1850,3	1995,9
Total des produits pétroliers [a]	18688,8	17531,6	17844,8	17965,2	17994,9	18501,6	18351,2	18774,8	19617,0	21046,5
GPL des raffineries	531,8	589,9	609,9	617,7	621,6	652,5	660,4	682,0	711,6	761,9
Total des produits et du GPL des raffineries [b]	19220,6	18121,5	18454,7	18582,8	18616,5	19154,0	19011,6	19456,8	20328,6	21808,3

Scénario de prix élevé

	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1995	2000	2005
Essence d'aviation	25,6	26,2	25,8	25,5	25,1	24,7	24,4	22,9	20,4	20,4
Essence pour moteur [a]	6731,0	6709,6	6555,5	6421,9	6321,0	6254,5	6202,3	6136,5	5137,2	6229,2
Carburéacteur										
- kérosène (carburéacteur A-1)	712,9	765,5	789,5	827,3	856,2	872,2	875,5	909,0	942,5	993,5
- naphte (carburéacteur B)	103,2	78,2	74,9	72,6	69,4	64,9	59,6	57,5	55,3	58,3
- total	816,1	843,7	864,4	899,9	925,5	937,1	935,1	966,5	997,8	1051,8
Carburant léger et kérosène	3095,5	2709,0	2650,4	2558,3	2434,8	2304,0	2153,8	1497,8	1167,0	993,3
Mazout diesel	2414,5	2444,6	2586,8	2692,4	2783,7	2861,9	2908,4	3188,5	3468,3	3597,3
Mazout lourd	2734,5	1954,2	2101,0	2131,5	2051,5	2378,7	2133,7	1742,4	1614,5	1791,6
Asphalte	586,3	650,7	670,3	684,4	698,0	712,1	718,6	781,7	848,0	934,5
Lubrifiants et graisses	152,5	149,0	152,5	156,1	159,8	163,6	167,4	184,6	203,6	227,9
Charge d'alimentation pétrochimique	606,2	473,3	484,7	498,9	513,1	541,6	570,0	626,8	626,8	626,9
Autres produits	1526,7	1571,2	1591,0	1601,0	1602,5	1630,9	1619,5	1635,6	1693,0	1784,0
Total des produits pétroliers [a]	18688,8	17531,6	17682,4	17670,1	17515,2	17809,1	17433,3	16783,3	16776,6	17256,8
GPL des raffineries	531,8	589,9	572,0	575,7	574,2	597,9	599,9	591,7	597,2	618,0
Total des produits et du GPL des raffineries [b]	19220,6	18121,5	18254,4	18245,8	18089,4	18407,1	18033,2	17375,0	17373,8	17874,8

Nota : [a] Exclut les butanes pour le mélange de l'essence.
[b] Les combustibles utilisés pour la production d'électricité exportée ne sont pas inclus.

Tableau A6-16 (suite)
Demande totale de produits pétroliers - Canada et régions

(Milliers de mètres cubes)

Ontario

Scénario de prix bas

	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1995	2000	2005
Essence d'aviation	42,3	42,9	42,4	41,9	41,4	41,0	40,5	39,1	35,9	38,9
Essence pour moteur [a]	11515,6	11604,0	11640,0	11741,0	11926,0	12165,3	12442,0	13784,4	14652,6	15342,1
Carburéacteur										
- kérosène (carburéacteur A-1)	1096,9	1242,6	1303,1	1377,9	1441,5	1481,4	1498,3	1676,8	1856,3	2025,5
- naphte (carburéacteur B)	218,1	179,0	174,4	170,7	164,8	155,6	143,9	149,8	153,6	167,6
- total	1315,1	1421,7	1477,5	1548,7	1606,3	1637,0	1642,2	1826,6	2009,9	2193,1
Carburant léger et kérosène	2746,4	2519,6	2567,5	2538,0	2524,8	2475,4	2403,4	2102,0	1937,5	2078,7
Mazout diesel	3839,0	3856,0	4097,3	4314,1	4497,5	4646,5	4736,1	5193,1	5758,5	6367,8
Mazout lourd	1936,4	1246,2	1596,1	1748,8	1657,6	1600,3	1539,2	1405,4	1568,4	2524,4
Asphalte	694,7	704,0	725,2	743,4	767,5	779,3	783,4	847,5	929,3	1038,1
Lubrifiants et graisses	415,9	453,1	472,1	491,8	512,4	533,9	556,3	649,5	731,9	838,5
Charge d'alimentation pétrochimique	2775,4	3080,0	2899,6	2473,6	1881,7	1882,6	1883,2	1887,3	1891,7	1899,0
Autres produits	2178,9	2505,6	2575,6	2612,8	2623,0	2668,5	2700,1	2894,0	3109,2	3442,7
Total des produits pétroliers [a]	27459,5	27432,8	28093,2	28254,0	28038,4	28429,8	28726,4	30628,9	32624,9	35763,4
GPL des raffineries	690,9	1021,3	1066,4	1146,8	1207,7	1246,5	1277,2	1353,5	1423,2	1530,3
Total des produits et du GPL des raffineries [b]	28150,4	28454,2	29159,6	29400,8	29246,1	29676,2	30003,6	31982,4	34048,1	37293,7

Scénario de prix élevé

	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1995	2000	2005
Essence d'aviation	42,3	42,9	42,4	41,9	41,4	41,0	40,5	39,1	35,9	38,9
Essence pour moteur [a]	11515,6	11604,0	11599,8	11640,9	11729,6	11848,2	11967,7	12401,0	12487,7	12544,9
Carburéacteur										
- kérosène (carburéacteur A-1)	1096,9	1242,6	1281,5	1342,9	1389,8	1415,7	1421,1	1475,5	1529,9	1612,7
- naphte (carburéacteur B)	218,1	179,0	171,5	166,4	158,9	148,7	136,5	131,8	126,6	133,4
- total	1315,1	1421,7	1453,0	1509,3	1548,6	1564,4	1557,6	1607,3	1656,5	1746,1
Carburant léger et kérosène	2746,4	2519,6	2492,2	2410,9	2333,8	2221,5	2087,8	1504,2	1168,4	979,8
Mazout diesel	3839,0	3856,0	4076,0	4243,1	4377,0	4484,2	4541,3	4822,2	5198,1	5567,3
Mazout lourd	1936,4	1246,2	1529,0	1665,0	1538,2	1448,9	1356,8	1091,4	1064,9	1082,4
Asphalte	694,7	704,0	725,2	740,5	755,2	770,5	777,5	845,7	917,5	1011,0
Lubrifiants et graisses	415,9	453,1	464,4	475,9	487,8	500,0	512,4	568,4	630,5	716,8
Charge d'alimentation pétrochimique	2775,4	3080,0	2899,0	2472,5	1879,9	1880,1	1880,0	1880,1	1880,9	1882,5
Autres produits	2178,9	2505,6	2553,3	2565,7	2545,5	2562,5	2565,3	2621,1	2713,7	2852,2
Total des produits pétroliers [a]	27459,5	27432,8	27834,3	27765,8	27237,1	27321,1	27287,0	27380,5	27754,3	28421,9
GPL des raffineries	690,9	1021,3	973,9	1048,0	1101,7	1132,0	1154,3	1183,8	1214,3	1256,7
Total des produits et du GPL des raffineries [b]	28150,4	28454,2	28808,2	28813,7	28338,8	28453,1	28441,3	28564,3	28968,5	29678,6

Nota : [a] Exclut les butanes pour le mélange de l'essence.
[b] Les combustibles utilisés pour la production d'électricité exportée ne sont pas inclus.

(Milliers de mètres cubes)

Manitoba

Scénario de prix bas

	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1995	2000	2005
Essence d'aviation	21,6	20,7	20,7	20,7	20,7	20,6	20,6	19,9	18,2	18,2
Essence pour moteur [a]	1480,0	1466,2	1437,2	1416,5	1404,3	1400,7	1400,5	1486,2	1643,9	1775,3
Carburéacteur										
- kérosène (carburéacteur A-1)	114,9	117,6	123,3	130,4	136,4	140,2	141,8	158,7	175,7	191,7
- naphte (carburéacteur B)	57,3	54,8	53,3	52,2	50,4	47,6	44,0	45,8	47,0	51,3
- total	172,2	172,4	176,7	182,6	186,8	187,8	185,8	204,5	222,7	243,0
Carburant léger et kérosène	141,2	122,2	124,6	117,9	109,6	102,8	97,0	80,6	73,8	78,1
Mazout diesel	813,5	890,6	907,5	952,2	985,0	1018,0	1041,4	1179,2	1340,2	1499,7
Mazout lourd	57,4	60,8	68,8	67,2	62,8	58,9	55,1	45,9	39,8	33,5
Asphalte	49,4	49,5	51,0	52,3	53,9	54,8	55,1	59,6	65,3	73,0
Lubrifiants et graisses	35,5	33,3	34,5	35,8	37,2	38,5	40,0	46,8	53,0	60,8
Charge d'alimentation pétrochimique	0,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Autres produits	8,9	9,8	10,1	10,6	11,0	11,4	11,7	13,8	15,6	17,9
Total des produits pétroliers [a]	2780,2	2825,4	2831,1	2855,9	2871,4	2893,5	2907,1	3136,5	3472,5	3799,5
GPL des raffineries	12,5	17,6	17,7	17,9	18,0	18,1	18,2	19,7	21,8	23,8
Total des produits et du GPL des raffineries [b]	2792,8	2843,1	2848,8	2873,8	2889,3	2911,7	2925,3	3156,2	3494,3	3823,3

Scénario de prix élevé

	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1995	2000	2005
Essence d'aviation	21,6	20,7	20,7	20,7	20,7	20,6	20,6	19,9	18,2	18,2
Essence pour moteur [a]	1480,0	1466,2	1433,7	1410,2	1391,1	1377,3	1365,0	1367,9	1434,4	1489,1
Carburéacteur										
- kérosène (carburéacteur A-1)	114,9	117,6	121,3	127,1	131,5	134,0	134,5	139,6	144,8	152,6
- naphte (carburéacteur B)	57,3	54,8	52,5	50,9	48,6	45,5	41,7	40,3	38,7	40,8
- total	172,2	172,4	173,7	178,0	180,1	179,5	176,2	180,0	183,5	193,4
Carburant léger et kérosène	141,2	122,2	115,9	107,5	96,9	87,0	77,2	37,0	38,1	42,7
Mazout diesel	813,5	890,6	901,3	936,7	961,6	987,7	1005,7	1114,1	1243,7	1359,1
Mazout lourd	57,4	60,8	63,8	62,0	58,5	55,5	52,6	47,1	40,4	30,4
Asphalte	49,4	49,5	51,0	52,0	53,1	54,2	54,7	59,4	64,5	71,1
Lubrifiants et graisses	35,5	33,3	34,2	35,1	36,0	37,0	38,0	43,8	48,9	54,8
Charge d'alimentation pétrochimique	0,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Autres produits	8,9	9,8	10,1	10,4	10,7	11,0	11,3	13,1	14,7	16,7
Total des produits pétroliers [a]	2780,2	2825,4	2804,4	2812,7	2808,8	2809,8	2801,3	2882,2	3086,3	3275,5
GPL des raffineries	12,5	17,6	13,2	13,2	13,2	13,2	13,2	13,6	14,6	15,5
Total des produits et du GPL des raffineries [b]	2792,8	2843,1	2817,6	2825,9	2822,0	2823,0	2814,5	2895,8	3100,9	3291,1

Nota : [a] Exclut les butanes pour le mélange de l'essence.
[b] Les combustibles utilisés pour la production d'électricité exportée ne sont pas inclus.

Tableau A6-16 (suite)
Demande totale de produits pétroliers - Canada et régions

(Milliers de mètres cubes) **Saskatchewan**

Scénario de prix bas

	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1995	2000	2005
Essence d'aviation	11,8	11,2	11,1	10,9	10,8	10,6	10,5	9,9	8,9	7,5
Essence pour moteur [a]	1862,9	1853,7	1810,1	1764,3	1725,9	1697,3	1675,4	1680,6	1799,0	1963,0
Carburéacteur										
- kérosène (carburéacteur A-1)	4,7	22,4	23,5	24,8	26,0	26,7	27,0	30,2	33,5	36,5
- naphte (carburéacteur B)	78,2	62,0	60,3	59,1	57,0	53,8	49,8	51,8	53,2	58,0
- total	82,9	84,4	83,8	83,9	83,0	80,5	76,8	82,0	86,6	94,5
Carburant léger et kérosène	243,3	241,6	241,8	223,9	212,1	202,9	195,6	157,7	146,1	144,8
Mazout diesel	1124,4	1139,5	1139,9	1162,9	1181,7	1209,6	1228,1	1295,6	1456,6	1631,9
Mazout lourd	76,9	66,4	74,7	64,6	52,6	46,1	35,1	24,2	15,9	17,0
Asphalte	130,1	166,4	171,4	175,8	181,5	184,2	185,2	200,4	219,7	245,4
Lubrifiants et graisses	49,4	43,4	45,4	47,4	49,5	51,8	54,1	60,0	69,6	79,1
Charge d'alimentation pétrochimique	1,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Autres produits	132,8	142,7	142,8	142,7	142,8	143,5	144,0	149,9	162,6	177,9
Total des produits pétroliers [a]	3715,7	3749,3	3720,9	3676,4	3639,9	3626,6	3604,8	3660,4	3965,0	4361,0
GPL des raffineries	110,6	108,0	107,2	106,2	105,4	105,2	104,8	106,5	115,4	126,7
Total des produits et du GPL des raffineries [b]	3826,3	3857,3	3828,1	3782,6	3745,3	3731,8	3709,5	3766,8	4080,4	4487,7

Scénario de prix élevé

	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1995	2000	2005
Essence d'aviation	11,8	11,2	11,1	10,9	10,8	10,6	10,5	9,9	8,9	7,5
Essence pour moteur [a]	1862,9	1853,7	1804,8	1753,6	1708,5	1671,7	1641,0	1575,7	1607,2	1671,3
Carburéacteur										
- kérosène (carburéacteur A-1)	4,7	22,4	23,1	24,2	25,0	25,5	25,6	26,6	27,6	29,1
- naphte (carburéacteur B)	78,2	62,0	59,3	57,6	55,0	51,5	47,2	45,6	43,8	46,2
- total	82,9	84,4	82,4	81,8	80,0	77,0	72,8	72,2	71,4	75,2
Carburant léger et kérosène	243,3	241,6	232,8	212,9	198,1	185,4	174,2	120,2	97,9	88,3
Mazout diesel	1124,4	1139,5	1132,1	1142,0	1150,8	1167,8	1176,5	1201,7	1328,8	1457,4
Mazout lourd	76,9	66,4	66,7	60,8	55,4	54,3	47,7	48,7	26,4	15,9
Asphalte	130,1	166,4	171,4	175,1	178,5	182,2	183,8	200,0	216,9	239,0
Lubrifiants et graisses	49,4	43,4	45,1	46,8	48,6	50,4	52,3	57,8	65,7	73,2
Charge d'alimentation pétrochimique	1,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Autres produits	132,8	142,7	141,9	141,4	141,0	141,3	141,3	144,2	152,9	163,7
Total des produits pétroliers [a]	3715,7	3749,3	3688,5	3625,2	3571,7	3540,7	3500,1	3430,4	3576,1	3791,5
GPL des raffineries	110,6	108,0	106,8	105,4	104,3	103,9	103,1	102,2	107,7	115,2
Total des produits et du GPL des raffineries [b]	3826,3	3857,3	3795,3	3730,7	3676,0	3644,6	3603,2	3532,6	3683,8	3906,7

Nota : [a] Exclut les butanes pour le mélange de l'essence.
[b] Les combustibles utilisés pour la production d'électricité exportée ne sont pas inclus.

(Milliers de mètres cubes)

Alberta

Scénario de prix bas

	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1995	2000	2005
Essence d'aviation	22,9	20,5	20,4	20,2	20,1	20,0	19,9	19,8	18,6	18,6
Essence pour moteur [a]	3577,9	3765,5	3733,0	3691,5	3650,8	3609,4	3578,5	3541,7	3647,1	3744,8
Carburéacteur										
- kérosène (carburéacteur A-1)	491,1	480,1	503,5	532,4	557,0	572,4	578,9	647,9	717,3	782,7
- naphte (carburéacteur B)	245,7	248,2	241,8	236,7	228,5	215,7	199,5	207,7	213,0	232,4
- total	736,8	728,4	745,3	769,2	785,5	788,1	778,5	855,6	930,3	1015,1
Carburant léger et kérosène	124,1	124,3	118,7	108,8	100,8	93,7	89,5	106,7	116,7	129,1
Mazout diesel	2664,2	2802,2	2837,3	2854,0	2867,1	2883,9	2890,9	3068,6	3321,6	3745,0
Mazout lourd	48,4	46,2	40,6	32,8	27,3	24,2	18,7	20,1	21,3	23,1
Asphalte	490,9	645,6	665,0	681,7	703,8	714,6	718,4	777,2	852,1	951,9
Lubrifiants et graisses	113,1	99,9	100,9	101,9	102,9	103,9	105,0	125,8	142,3	161,0
Charge d'alimentation pétrochimique	10,1	198,5	235,6	266,9	298,3	315,3	315,2	315,9	316,9	318,4
Autres produits	784,9	804,1	810,4	813,8	817,4	818,3	816,5	853,5	908,3	981,0
Total des produits pétroliers [a]	8573,4	9235,1	9307,1	9340,8	9373,9	9371,4	9331,0	9684,7	10275,3	11088,0
GPL des raffineries	544,0	477,5	480,9	482,4	483,9	483,7	481,6	499,9	530,5	572,4
Total des produits et du GPL des raffineries [b]	9117,3	9712,6	9788,0	9823,2	9857,8	9855,0	9812,6	10184,6	10805,9	11660,3

Scénario de prix élevé

	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1995	2000	2005
Essence d'aviation	22,9	20,5	20,4	20,2	20,1	20,0	19,9	19,8	18,6	18,6
Essence pour moteur [a]	3577,9	3765,5	3723,5	3664,1	3620,2	3580,1	3545,7	3504,8	3604,6	3671,5
Carburéacteur										
- kérosène (carburéacteur A-1)	491,1	480,1	495,2	518,9	537,0	547,0	549,1	570,1	591,2	623,1
- naphte (carburéacteur B)	245,7	248,2	237,8	230,7	220,3	206,2	189,2	182,7	175,5	185,0
- total	736,8	728,4	733,0	749,6	757,3	753,2	738,3	752,8	766,7	808,2
Carburant léger et kérosène	124,1	124,3	121,6	114,8	108,8	104,0	101,2	124,0	136,7	149,6
Mazout diesel	2664,2	2802,2	2856,2	2873,1	2889,4	2913,0	2930,3	3146,6	3414,2	3812,1
Mazout lourd	48,4	46,2	40,8	33,0	27,6	24,6	19,2	21,0	22,4	24,1
Asphalte	490,9	645,6	665,0	679,0	692,5	706,5	713,0	775,6	841,3	927,1
Lubrifiants et graisses	113,1	99,9	101,5	103,1	104,7	106,4	108,1	128,3	142,4	158,7
Charge d'alimentation pétrochimique	10,1	198,5	235,6	266,9	298,2	315,3	315,2	315,8	316,7	318,0
Autres produits	784,9	804,1	810,8	812,4	814,9	816,7	815,8	852,3	902,7	966,3
Total des produits pétroliers [a]	8573,4	9235,1	9308,3	9316,2	9333,8	9339,9	9306,6	9640,9	10166,4	10854,2
GPL des raffineries	544,0	477,5	594,6	596,2	598,5	600,2	599,5	628,5	670,7	724,2
Total des produits et du GPL des raffineries [b]	9117,3	9712,6	9902,9	9912,5	9932,2	9940,1	9906,1	10269,4	10837,1	11578,4

Nota : [a] Exclut les butanes pour le mélange de l'essence.
[b] Les combustibles utilisés pour la production d'électricité exportée ne sont pas inclus.

Tableau A6-16 (suite)
Demande totale de produits pétroliers - Canada et régions

(Milliers de mètres cubes) — **Colombie-Britannique et Territoires**

Scénario de prix bas

	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1995	2000	2005
Essence d'aviation	41,1	42,0	41,9	41,7	41,5	41,4	41,2	39,8	36,5	36,5
Essence pour moteur [a]	3748,5	3659,8	3640,0	3616,5	3598,2	3579,0	3562,4	3574,3	3713,7	3846,5
Carburéacteur										
- kérosène (carburéacteur A-1)	349,2	405,8	425,5	450,0	470,7	483,7	489,3	547,6	606,2	661,4
- naphte (carburéacteur B)	228,4	190,6	185,7	181,8	175,5	165,7	153,2	159,5	163,5	178,5
- total	577,6	596,4	611,2	631,7	646,2	649,4	642,5	707,0	769,7	839,9
Carburant léger et kérosène	696,2	686,3	622,6	628,9	637,1	648,1	650,8	602,3	556,8	481,5
Mazout diesel	2528,7	2482,3	2668,0	2709,9	2750,5	2798,6	2823,0	2972,4	3384,6	3981,9
Mazout lourd	732,0	686,2	735,1	805,4	806,0	762,3	714,1	578,0	497,2	448,0
Asphalte	188,5	220,4	226,9	232,5	239,6	243,0	244,1	262,9	287,7	320,7
Lubrifiants et graisses	97,3	92,0	95,1	98,2	101,5	104,9	108,4	122,7	138,1	158,5
Charge d'alimentation pétrochimique	65,9	54,0	56,9	59,7	62,6	65,4	68,2	71,1	71,1	71,1
Autres produits	451,3	474,4	484,9	492,8	497,6	500,0	500,4	513,8	548,3	593,4
Total des produits pétroliers [a]	9127,1	8993,9	9182,5	9317,3	9380,8	9392,1	9355,1	9444,3	10003,7	10778,0
GPL des raffineries	245,5	247,2	252,7	256,8	258,7	259,0	257,9	260,3	275,8	297,4
Total des produits et du GPL des raffineries [b]	9372,6	9241,2	9435,3	9574,1	9639,5	9651,1	9613,0	9704,6	10279,5	11075,4

Scénario de prix élevé

	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1995	2000	2005
Essence d'aviation	41,1	42,0	41,9	41,7	41,5	41,4	41,2	39,8	36,5	36,5
Essence pour moteur [a]	3748,5	3659,8	3622,3	3579,8	3539,0	3496,6	3451,7	3265,1	3175,1	3115,4
Carburéacteur										
- kérosène (carburéacteur A-1)	349,2	405,8	418,5	438,5	453,8	462,3	464,1	481,8	499,6	526,6
- naphte (carburéacteur B)	228,4	190,6	182,6	177,2	169,2	158,3	145,3	140,3	134,8	142,1
- total	577,6	596,4	601,1	615,7	623,0	620,6	609,4	622,1	634,4	668,7
Carburant léger et kérosène	696,2	686,3	602,0	594,2	586,6	580,7	565,0	439,9	344,7	270,2
Mazout diesel	2528,7	2482,3	2659,3	2701,3	2735,2	2753,8	2753,6	2803,6	3089,1	3484,1
Mazout lourd	732,0	686,2	684,2	701,5	641,1	592,9	547,3	423,4	357,7	329,8
Asphalte	188,5	220,4	226,7	231,2	235,4	239,7	241,5	260,8	281,8	309,6
Lubrifiants et graisses	97,3	92,0	93,8	95,7	97,6	99,6	101,5	110,5	121,9	134,0
Charge d'alimentation pétrochimique	65,9	54,0	56,9	59,7	62,6	65,4	68,2	71,1	71,1	71,1
Autres produits	451,3	474,4	480,0	483,4	482,8	481,6	478,7	473,9	488,8	514,8
Total des produits pétroliers [a]	9127,1	8993,9	9068,1	9104,2	9044,7	8972,2	8858,2	8510,0	8601,1	8934,1
GPL des raffineries	245,5	247,2	248,4	249,9	248,6	247,0	244,2	236,4	241,1	252,7
Total des produits et du GPL des raffineries [b]	9372,6	9241,2	9316,5	9354,1	9293,3	9219,2	9102,4	8746,4	8842,1	9186,7

Nota : [a] Exclut les butanes pour le mélange de l'essence.
[b] Les combustibles utilisés pour la production d'électricité exportée ne sont pas inclus.

Tableau A6-17
Besoins en charge d'alimentation des raffineries - Canada et régions

(milliers de mètres cubes)	CANADA - Scénario de prix bas									
Total des produits pétroliers raffinés	**1984**	**1985**	**1986**	**1987**	**1988**	**1989**	**1990**	**1995**	**2000**	**2005**
Demande intérieure [a]	78323	77875	78169	78787	78994	80099	79546	82139	86775	94240
Retrancher les importations de produits	5285	-5000	-7969	-7929	-8007	-8802	-8286	-10518	-13795	-19263
Ajouter les exportations de produits	8093	9366	8289	8814	8814	8814	8814	8814	8694	8694
Retrancher les entrées nettes de transferts inter-régionaux	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0
Ajouter l'accroissement/(réduction) de l'inventaire	-3076	-6359	-1473	-85	130	-155	300	530	953	0
Ajouter les pertes de produits, usage propre et autres	7567	8447	6012	6139	6212	6340	6361	6620	6986	7579
Besoins de la raffinerie en charge d'alimentation	85622	84330	83028	85726	86143	86296	86735	87585	89613	91250
Retrancher le brut partiellement raffiné et autres matériels	-1721	-2397	-2353	-2337	-2339	-2373	-2410	-1643	-1646	-1643
Retrancher les butanes des usines de gaz fournis aux raffineries	-1011	-1022	-1059	-1059	-1061	-1059	-1059	-1096	-1132	-1132
Besoins de la raffinerie en pétrole brut et équivalents	82890	80911	79616	82330	82743	82864	83266	84846	86835	88475
Quotidiennement	226,5	221,7	218,1	225,6	226,1	227,0	228,1	232,5	237,3	242,4
Offre de pétrole brut et d'équivalents	**(milliers de mètres cubes par jour)**									
Intérieur: Lourd	13,5	15,2	16,2	16,8	17,0	17,3	17,5	16,5	17,7	19,0
Léger et moyen	180,5	163,2	155,1	160,3	160,5	161,2	162,0	122,6	100,2	79,2
Sources étrangères	33,0	42,9	47,6	48,1	48,6	48,6	48,6	93,3	119,3	144,2
Changement d'inventaire	-0,5	0,4	-0,8	0,4	0,0	-0,1	0,0	0,1	0,1	0,0
Total	226,5	221,7	218,1	225,6	226,1	227,0	228,1	232,5	237,3	242,4
					Scénario de prix élevé					
Total des produits pétroliers raffinés	**1984**	**1985**	**1986**	**1987**	**1988**	**1989**	**1990**	**1995**	**2000**	**2005**
Demande intérieure [a]	78323	77875	77556	77706	77195	77710	76636	74964	76633	79943
Retrancher les importations de produits	-5285	-5000	-8096	-8068	-7381	-7630	-6600	-5978	-6549	-8240
Ajouter les exportations de produits	8093	9366	8517	9050	9215	9205	9202	8811	8904	8878
Retrancher les entrées nettes de transferts inter-régionaux	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Ajouter l'accroissement/(réduction) de l'inventaire	-3076	-6359	-2047	-168	67	209	-162	201	466	0
Ajouter les pertes de produits, usage propre et autres	7567	8447	5971	6061	6082	6163	6141	6107	6254	6512
Besoins de la raffinerie en charge d'alimentation	85622	84329	81901	84581	85178	85245	85217	84105	85708	87093
Retrancher le brut partiellement raffiné et autres matériels	-1721	-2397	-2353	-2337	-2339	-2373	-2410	-1643	-1646	-1643
Retrancher les butanes des usines de gaz fournis aux raffineries	-1011	-1022	-1059	-1059	-1061	-1059	-1059	-1096	-1132	-1132
Besoins de la raffinerie en pétrole brut et équivalents	82890	80910	78489	81185	81778	81813	81748	81366	82930	84318
Quotidiennement	226,5	221,7	215,0	222,4	223,4	224,1	224,0	222,9	226,6	231,0
Offre de pétrole brut et d'équivalents	**(milliers de mètres cubes par jour)**									
Intérieur: Lourd	13,5	15,2	16,2	16,8	17,0	17,3	17,5	16,5	17,7	19,0
Léger et moyen	180,5	163,2	152,4	158,1	158,4	158,8	158,5	132,5	149,8	128,2
Sources étrangères	33,0	42,9	46,5	47,5	48,0	48,0	48,0	73,8	59,1	83,8
Changement d'inventaire	-0,4	0,4	-0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0
Total	226,6	221,7	215,0	222,4	223,4	224,1	224,0	222,9	226,6	231,0

Note: Données pour 1984 et 1985 obtenues du catalogue 45-004 de Statistiques Canada
[a] Inclus dans la demande intérieure sont la consommation finale, les ventes de GPL de raffineries et les pétroles utilisés pour la production de l'électricité et la vapeur

Tableau A6-17 (suite)
Besoins en charge d'alimentation des raffineries - Canada et régions

(milliers de mètres cubes)	ATLANTIQUE - Scénario de prix bas									
Total des produits pétroliers raffinés	**1984**	**1985**	**1986**	**1987**	**1988**	**1989**	**1990**	**1995**	**2000**	**2005**
Demande intérieure [a]	9382	9310	10148	10359	10667	10901	10299	9985	10184	11081
Retrancher les importations de produits	-2021	-1857	-2389	-2720	-2880	-3053	-2469	-2219	-2147	-2615
Ajouter les exportations de produits	624	997	860	1130	1130	1130	1130	1130	1130	1130
Retrancher les entrées nettes de transferts inter-régionaux	-215	-7	22	22	22	22	22	36	36	36
Ajouter l'accroissement/(réduction) de l'inventaire	-80	-473	-33	-14	33	-67	-23	37	140	0
Ajouter les pertes de produits, usage propre et autres	499	558	518	530	545	556	532	522	541	589
Besoins de la raffinerie en charge d'alimentation	8140	8528	9125	9308	9517	9489	9491	9491	9884	10221
Retrancher le brut partiellement raffiné et autres matériels	-23	-11								
Retrancher les butanes des usines de gaz fournis aux raffineries										
Besoins de la raffinerie en pétrole brut et équivalents	8117	8517	9125	9308	9517	9489	9491	9491	9884	10221
Quotidiennement	22,2	23,3	25,0	25,5	26,0	26,0	26,0	26,0	27,0	28,0
Offre de pétrole brut et d'équivalents	**(milliers de mètres cubes par jour)**									
Intérieur: Lourd	0,2	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Léger et moyen	8,7	2,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Sources étrangères	13,6	21,2	25,0	25,5	26,0	26,0	26,0	26,0	27,0	28,0
Changement d'inventaire	-0,3	-0,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Total	22,2	23,3	25,0	25,5	26,0	26,0	26,0	26,0	27,0	28,0

	ATLANTIQUE - Scénario de prix élevé									
Total des produits pétroliers raffinés	**1984**	**1985**	**1986**	**1987**	**1988**	**1989**	**1990**	**1995**	**2000**	**2005**
Demande intérieure [a]	9382	9310	10115	10354	10582	10830	10338	9194	9558	10381
Retrancher les importations de produits	-2021	-1857	-2976	-3299	-3388	-3551	-2996	-2612	-2725	-3240
Ajouter les exportations de produits	624	997	832	1130	1130	1130	1130	1130	1130	1130
Retrancher les entrées nettes de transferts inter-régionaux	-215	-7	276	396	396	396	396	396	396	396
Ajouter l'accroissement/(réduction) de l'inventaire	-80	-473	-42	-24	33	-52	-134	49	123	
Ajouter les pertes de produits, usage propre et autres	499	558	518	531	543	556	536	493	522	568
Besoins de la raffinerie en charge d'alimentation	8140	8528	8723	9088	9296	9309	9270	8650	9004	9235
Retrancher le brut partiellement raffiné et autres matériels	-23	-11								
Retrancher les butanes des usines de gaz fournis aux raffineries										
Besoins de la raffinerie en pétrole brut et équivalents	8117	8517	8723	9088	9296	9309	9270	8650	9004	9235
Quotidiennement	22,2	23,3	23,9	24,9	25,4	25,5	25,4	23,7	24,6	25,3
Offre de pétrole brut et d'équivalents	**(milliers de mètres cubes par jour)**									
Intérieur: Lourd	0,2	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Léger et moyen	8,7	2,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	3,5	17,5	17,5
Sources étrangères	13,6	21,2	23,9	24,9	25,4	25,4	25,4	20,2	7,1	7,8
Changement d'inventaire	-0,3	-0,4	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0
Total	22,2	23,3	23,9	24,9	25,4	25,5	25,4	23,7	24,6	25,3

Nota: Données pour 1984 et 1985 obtenues du catalogue 45-004 de Statistiques Canada
[a] Inclus dans la demande intérieure sont la consommation finale, les ventes de GPL de raffineries et les pétroles utilisés pour la production de l'électricité et la vapeur.

(milliers de mètres cubes)	QUÉBEC - Scénario de prix bas									
Total des produits pétroliers raffinés	**1984**	**1985**	**1986**	**1987**	**1988**	**1989**	**1990**	**1995**	**2000**	**2005**
Demande intérieure [a]	18233	17075	17191	17306	17334	17821	17677	18087	18898	20273
Retrancher les importations de produits	-2531	-2362	-4512	-3907	-4076	-4572	-4501	-4135	-5047	-6360
Ajouter les exportations de produits	1337	1414	1207	984	984	984	984	984	984	984
Retrancher les entrées nettes de transferts inter-régionaux	661	656	1119	1119	1239	1239	1239	357	357	357
Ajouter l'accroissement/(réduction) de l'inventaire	-653	-1306	521	12	71	-14	55	27	214	0
Ajouter les pertes de produits, usage propre et autres	1457	2076	1264	1277	1282	1333	1335	1370	1430	1535
Besoins de la raffinerie en charge d'alimentation	18504	17553	16790	16791	16834	16791	16789	16690	16836	16789
Retrancher le brut partiellement raffiné et autres matériels	-481	-1029	-986	-986	-988	-986	-986	-183	-183	-183
Retrancher les butanes des usines de gaz fournis aux raffineries										
Besoins de la raffinerie en pétrole brut et équivalents	18023	16504	15804	15805	15846	15805	15803	16507	16653	16606
Quotidiennement	49,2	45,2	43,3	43,3	43,3	43,3	43,3	45,2	45,5	45,5
Offre de pétrole brut et d'équivalents	**(milliers de mètres cubes par jour)**									
Intérieur: Lourd	2,1	1,7	1,8	1,8	1,9	1,9	2,0	0,0	0,0	0,0
Léger et moyen	29,1	21,7	18,8	18,6	18,7	18,7	18,6	0,0	0,0	0,0
Sources étrangères	19,2	21,3	22,6	22,6	22,6	22,6	22,6	45,5	45,5	45,5
Changement d'inventaire	-1,2	0,5	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	-0,3	0,0	0,0
Total	49,2	45,2	43,3	43,3	43,3	43,3	43,3	45,2	45,5	45,5

	QUÉBEC - Scénario de prix élevé									
Total des produits pétroliers raffinés	**1984**	**1985**	**1986**	**1987**	**1988**	**1989**	**1990**	**1995**	**2000**	**2005**
Demande intérieure [a]	18233	17075	17001	16989	16840	17121	16761	16137	16130	16581
Retrancher les importations de produits	-2531	-2362	-3783	-3420	-3277	-3558	-3157	-2573	-2598	-3064
Ajouter les exportations de produits	1337	1414	1207	984	984	984	984	984	984	984
Retrancher les entrées nettes de transferts inter-régionaux	661	656	713	630	630	630	630	630	630	630
Ajouter l'accroissement/(réduction) de l'inventaire	-653	-1306	33	-15	43	-39	-65	10	78	
Ajouter les pertes de produits, usage propre et autres	1457	2076	1253	1257	1249	1286	1273	1238	1243	1284
Besoins de la raffinerie en charge d'alimentation	18504	17553	16424	16425	16469	16424	16426	16426	16467	16415
Retrancher le brut partiellement raffiné et autres matériels	-481	-1029	-986	-986	-988	-986	-986	-183	-183	-183
Retrancher les butanes des usines de gaz fournis aux raffineries										
Besoins de la raffinerie en pétrole brut et équivalents	18023	16504	15438	15439	15481	15438	15440	16243	16284	16232
Quotidiennement	49,2	45,2	42,3	42,3	42,3	42,3	42,3	44,5	44,5	44,5
Offre de pétrole brut et d'équivalents	**(milliers de mètres cubes par jour)**									
Intérieur: Lourd	2,1	1,7	1,8	1,8	1,9	1,9	2,0	0,0	0,0	0,0
Léger et moyen	29,1	21,7	17,9	17,9	17,8	17,8	17,7	0,0	0,0	0,0
Sources étrangères	19,2	21,3	22,6	22,6	22,6	22,6	22,6	44,5	44,5	44,5
Changement d'inventaire	-1,2	0,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Total	49,2	45,2	42,3	42,3	42,3	42,3	42,3	44,5	44,5	44,5

Nota: Données pour 1984 et 1985 obtenues du catalogue 45-004 de Statistiques Canada
[a] Inclus dans la demande intérieure sont la consommation finale, les ventes de GPL de raffineries et les pétroles utilisés pour la production de l'électricité et la vapeur.

Tableau A6-17 (suite)
Besoins en charge d'alimentation des raffineries - Canada et régions

(milliers de mètres cubes)	ONTARIO - Scénario de prix bas									
Total des produits pétroliers raffinés	**1984**	**1985**	**1986**	**1987**	**1988**	**1989**	**1990**	**1995**	**2000**	**2005**
Demande intérieure [a]	25940	26337	26223	26370	26167	26533	26811	28590	30452	33372
Retrancher les importations de produits	-544	-661	-1068	-1302	-1051	-1177	-1316	-4064	-6201	-9188
Ajouter les exportations de produits	4238	4425	4031	4302	4302	4302	4302	4302	4302	4302
Retrancher les entrées nettes de transferts inter-régionaux	-985	-1219	-1676	-1676	-1796	-1796	-1796	-1018	-1018	-1018
Ajouter l'accroissement/(réduction) de l'inventaire	-1493	-2658	-882	-65	41	20	160	185	345	0
Ajouter les pertes de produits, usage propre et autres	3224	3096	2937	3031	3079	3144	3193	3392	3596	3922
Besoins de la raffinerie en charge d'alimentation	30380	29320	29565	30660	30742	31026	31354	31387	31476	31390
Retrancher le brut partiellement raffiné et autres matériels	-904	-833	-840	-840	-840	-876	-913	-949	-952	-949
Retrancher les butanes des usines de gaz fournis aux raffineries	-101	-61	-110	-110	-110	-110	-110	-110	-146	-146
Besoins de la raffinerie en pétrole brut et équivalents	29375	28426	28615	29710	29792	30040	30331	30328	30378	30295
Quotidiennement	80,3	77,9	78,4	81,4	81,4	82,3	83,1	83,1	83,0	83,0
Offre de pétrole brut et d'équivalents	**(milliers de mètres cubes par jour)**									
Intérieur: Lourd	7,3	8,6	9,3	9,5	9,6	9,7	9,7	10,2	10,7	11,3
Léger et moyen	71,8	68,1	69,9	72,1	71,9	72,7	73,4	51,1	25,5	1,0
Sources étrangères	0,2	0,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	21,8	46,8	70,7
Changement d'inventaire	1,0	0,8	-0,8	-0,2	-0,1	-0,1	0,0	0,0	0,0	0,0
Total	80,3	77,9	78,4	81,4	81,4	82,3	83,1	83,1	83,0	83,0

	ONTARIO - Scénario de prix élevé									
Total des produits pétroliers raffinés	**1984**	**1985**	**1986**	**1987**	**1988**	**1989**	**1990**	**1995**	**2000**	**2005**
Demande intérieure [a]	25940	26337	25895	25827	25334	25413	25382	25470	25815	26432
Retrancher les importations de produits	-544	-661	-1337	-1349	-716	-521	-447	-793	-1226	-1936
Ajouter les exportations de produits	4238	4425	4032	4309	4309	4302	4302	4265	4294	4301
Retrancher les entrées nettes de transferts inter-régionaux	-985	-1219	-1432	-1384	-1386	-1384	-1383	-1384	1384	-1384
Ajouter l'accroissement/(réduction) de l'inventaire	-1493	-2658	-948	-95	14	-11		43	92	
Ajouter les pertes de produits, usage propre et autres	3224	3096	2914	2986	3005	3040	3060	3094	3154	3247
Besoins de la raffinerie en charge d'alimentation	30380	29320	29124	30294	30560	30839	3091[illegible]	30695	30745	30660
Retrancher le brut partiellement raffiné et autres matériels	-904	-833	-840	-840	-840	-876	-913	-949	-952	-949
Retrancher les butanes des usines de gaz fournis aux raffineries	-101	-61	-110	-110	-110	-110	-110	-110	-146	-146
Besoins de la raffinerie en pétrole brut et équivalents	29375	28426	28174	29344	29610	29853	29891	29636	29647	29565
Quotidiennement	80,3	77,9	77,2	80,4	80,9	81,8	81,9	81,2	81,0	81,0
Offre de pétrole brut et d'équivalents	**(milliers de mètres cubes par jour)**									
Intérieur: Lourd	7,3	8,6	9,3	9,5	9,6	9,7	9,7	10,2	10,7	11,3
Léger et moyen	71,8	68,1	67,9	70,9	71,3	72,1	72,3	61,8	62,8	38,2
Sources étrangères	0,2	0,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	9,1	7,5	31,5
Changement d'inventaire	1,0	0,8	0,0	0,0	0,0	0,0	-0,1	0,1	0,0	0,0
Total	80,3	77,9	77,2	80,4	80,9	81,8	81,9	81,2	81,0	81,0

Nota: Données pour 1984 et 1985 obtenues du catalogue 45-004 de Statistiques Canada
[a] Inclus dans la demande intérieure sont la consommation finale, les ventes de GPL de raffineries et les pétroles utilisés pour la production de l'électricité et la vapeur.

Tableau A6-17 (suite)
Besoins en charge d'alimentation des raffineries - Canada et régions

(milliers de mètres cubes)	PRAIRIES ET TERRITOIRES DU NORD-OUEST - Scénario de prix faible									
Total des produits pétroliers raffinés	**1984**	**1985**	**1986**	**1987**	**1988**	**1989**	**1990**	**1995**	**2000**	**2005**
Demande intérieure [a]	16277	16754	15606	15619	15630	15637	15589	16219	17435	18949
Retrancher les importations de produits	-6	-6								
Ajouter les exportations de produits	997	1089	1067	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000
Retrancher les entrées nettes de transferts inter-régionaux	1867	2180	2869	2968	2968	2968	3078	3201	3248	3300
Ajouter l'accroissement/(réduction) de l'inventaire	-901	-1729	-866	-15	-11	-45	85	128	177	
Ajouter les pertes de produits, usage propre et autres	1877	2149	859	860	862	862	858	889	946	1023
Besoins de la raffinerie en charge d'alimentation	20110	20437	19535	20432	20449	20422	20610	21437	22806	24272
Retrancher le brut partiellement raffiné et autres matériels	-94	-133	-162	-146	-146	-146	-146	-146	-146	-146
Retrancher les butanes des usines de gaz fournis aux raffineries	-854	-903	-876	-876	-878	-876	-876	-913	-913	-913
Besoins de la raffinerie en pétrole brut et équivalents	19162	19401	18497	19410	19425	19400	19588	20378	21747	23213
Quotidiennement	52,4	53,2	50,7	53,2	53,1	53,2	53,7	55,8	59,4	63,6
Offre de pétrole brut et d'équivalents	**(milliers de mètres cubes par jour)**									
Intérieur: Lourd	3,9	4,7	5,1	5,5	5,5	5,7	5,8	6,3	7,0	7,7
Léger et moyen	48,5	48,5	45,6	47,2	47,6	47,5	47,9	49,5	52,4	55,9
Sources étrangères	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Changement d'inventaire	0,0	0,0	0,0	0,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Total	52,4	53,2	50,7	53,2	53,1	53,2	53,7	55,8	59,4	63,6

	PRAIRIES ET TERRITOIRES DU NORD-OUEST - Scénario de prix élevé									
Total des produits pétroliers raffinés	**1984**	**1985**	**1986**	**1987**	**1988**	**1989**	**1990**	**1995**	**2000**	**2005**
Demande intérieure [a]	16277	16754	15657	15612	15573	15551	15470	15819	16695	17787
Retrancher les importations de produits	-6	-6								
Ajouter les exportations de produits	997	1089	1284	1229	1245	1243	1240	1247	1264	1286
Retrancher les entrées nettes de transferts inter-régionaux	1867	2180	1747	2154	2220	2128	2048	1834	1980	2253
Ajouter l'accroissement/(réduction) de l'inventaire	-901	-1729	-858	-21	-12	-47	52	87	132	
Ajouter les pertes de produits, usage propre et autres	1877	2149	858	857	857	857	853	879	927	989
Besoins de la raffinerie en charge d'alimentation	20110	20437	18688	19831	19883	19732	19663	19866	20998	22315
Retrancher le brut partiellement raffiné et autres matériels	-94	-133	-162	-146	-146	-146	-146	-146	-146	-146
Retrancher les butanes des usines de gaz fournis aux raffineries	-854	-903	-876	-876	-878	-876	-876	-913	-913	-913
Besoins de la raffinerie en pétrole brut et équivalents	19162	19401	17650	18809	18859	18710	18641	18807	19939	21256
Quotidiennement	52,4	53,2	48,4	51,5	51,5	51,3	51,1	51,5	54,5	58,2
Offre de pétrole brut et d'équivalents	**(milliers de mètres cubes par jour)**									
Intérieur: Lourd	3,9	4,7	5,1	5,5	5,5	5,7	5,8	6,3	7,0	7,7
Léger et moyen	48,5	48,5	43,3	46,0	46,0	45,6	45,2	45,2	47,5	50,5
Sources étrangères	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Changement d'inventaire	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0
Total	52,4	53,2	48,4	51,5	51,5	51,3	51,1	51,5	54,5	58,2

Nota: Données pour 1984 et 1985 obtenues du catalogue 45-004 de Statistiques Canada
[a] Inclus dans la demande intérieure sont la consommation finale, les ventes de GPL de raffineries et les pétroles utilisés pour la production de l'électricité et la vapeur.

Tableau A6-17 (suite)
Besoins en charge d'alimentation des raffineries - Canada et régions

(milliers de mètres cubes)	COLOMBIE-BRITANNIQUE ET YUKON - Scénario de prix bas									
Total des produits pétroliers raffinés	**1984**	**1985**	**1986**	**1987**	**1988**	**1989**	**1990**	**1995**	**2000**	**2005**
Demande intérieure [a]	8491	8399	9001	9133	9196	9207	9170	9258	9806	10565
Retrancher les importations de produits	-183	-114						-100	-400	-1100
Ajouter les exportations de produits	897	1441	1124	1398	1398	1398	1398	1398	1278	1278
Retrancher les entrées nettes de transferts inter-régionaux	-1324	-1609	-2335	-2434	-2434	-2434	-2544	-2578	-2625	-2677
Ajouter l'accroissement/(réduction) de l'inventaire	51	-193	-212	-3	-4	-49	23	54	77	
Ajouter les pertes de produits, usage propre et autres	510	568	434	441	444	445	443	447	473	510
Besoins de la raffinerie en charge d'alimentation	8448	8492	8012	8535	8600	8567	8490	8479	8609	8576
Retrancher le brut partiellement raffiné et autres matériels	-219	-391	-365	-365	-365	-365	-365	-365	-365	-365
Retrancher les butanes des usines de gaz fournis aux raffineries	-56	-58	-73	-73	-73	-73	-73	-73	-73	-73
Besoins de la raffinerie en pétrole brut et équivalents	8173	8043	7574	8097	8162	8129	8052	8041	8171	8138
Quotidiennement	22,3	22,0	20,8	22,2	22,3	22,3	22,1	22,0	22,3	22,3
Offre de pétrole brut et d'équivalents	**(milliers de mètres cubes par jour)**									
Intérieur: Lourd	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Léger et moyen	22,4	22,6	20,8	22,2	22,3	22,3	22,1	22,0	22,3	22,3
Sources étrangères	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Changement d'inventaire	-0,1	-0,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Total	22,3	22,0	20,8	22,2	22,3	22,3	22,1	22,0	22,3	22,3

	COLOMBIE-BRITANNIQUE ET YUKON - Scénario de prix élevé									
Total des produits pétroliers raffinés	**1984**	**1985**	**1986**	**1987**	**1988**	**1989**	**1990**	**1995**	**2000**	**2005**
Demande intérieure [a]	8491	8399	8888	8924	8866	8795	8685	8344	8435	8762
Retrancher les importations de produits	-183	-114								
Ajouter les exportations de produits	897	1441	1162	1398	1547	1546	1546	1185	1232	1177
Retrancher les entrées nettes de transferts inter-régionaux	-1324	-1609	-1305	-1796	-1862	-1770	-1692	-1476	-1622	-1896
Ajouter l'accroissement/(réduction) de l'inventaire	51	-193	-232	-13	-11	-54	-15	12	41	
Ajouter les pertes de produits, usage propre et autres	510	568	428	430	428	424	419	403	408	424
Besoins de la raffinerie en charge d'alimentation	8448	8492	8941	8943	8968	8941	8943	8468	8494	8467
Retrancher le brut partiellement raffiné et autres matériels	-219	-391	-365	-365	-365	-365	-365	-365	-365	-365
Retrancher les butanes des usines de gaz fournis aux raffineries	-56	-58	-73	-73	-73	-73	-73	-73	-73	-73
Besoins de la raffinerie en pétrole brut et équivalents	8173	8043	8503	8505	8530	8503	8505	8030	8056	8029
Quotidiennement	22,3	22,0	23,3	23,3	23,3	23,3	23,3	22,0	22,0	22,0
Offre de pétrole brut et d'équivalents	**(milliers de mètres cubes par jour)**									
Intérieur: Lourd	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Léger et moyen	22,4	22,6	23,3	23,3	23,3	23,3	23,3	22,0	22,0	22,0
Sources étrangères	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Changement d'inventaire	-0,1	-0,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Total	22,3	22,0	23,3	23,3	23,3	23,3	23,3	22,0	22,0	22,0

Nota: Données pour 1984 et 1985 obtenues du catalogue 45-004 de Statistiques Canada
[a] Inclus dans la demande intérieure sont la consommation finale, les ventes de GPL de raffineries et les pétroles utilisés pour la production de l'électricité et la vapeur.

Tableau A6-18
Offre et demande de pétrole brut et d'équivalents pour le Canada

(milliers de mètres cubes par jour)	Scénario de prix bas									
PÉTROLE BRUT TOTAL	**1984**	**1985**	**1986**	**1987**	**1988**	**1989**	**1990**	**1995**	**2000**	**2005**
Offre intérieure										
Production et capacité de production										
Lourd	49,2	54,0	64,4	63,1	54,7	48,3	50,2	47,3	42,8	40,5
Pétrole brut léger et moyen et équivalents	194,3	193,6	204,3	194,1	184,0	176,0	162,5	122,6	100,3	81,0
Butanes des usines de gaz	2,8	2,8	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	3,0	3,1	3,1
Autre matériel et pétrole partiellement raffiné	4,7	6,7	6,4	6,4	6,4	6,5	6,6	4,5	4,5	4,5
Inventaire en pipeline (accroisement)/réduction	0,3	6,1								
Offre intérieure totale de pétrole brut et d'équivalents	251,3	263,2	278,0	266,5	248,0	233,7	222,2	177,4	150,7	129,1
Besoins intérieurs en charge d'alimentation										
Des sources indigènes:										
Lourd	13,5	15,2	16,2	16,8	17,0	17,3	17,5	16,5	17,7	19,0
Pétrole brut léger et moyen et équivalents	180,5	163,2	155,1	160,3	160,5	161,2	162,0	122,6	100,3	81,0
Butanes des usines de gaz										
Autre matériel et pétrole partiellement raffiné	7,5	9,5	9,3	9,3	9,3	9,4	9,5	7,5	7,6	7,6
De sources étrangères	33,0	42,9	47,6	48,1	48,6	48,6	48,6	93,3	119,2	142,4
Inventaire en raffinerie (accroissement)/réduction	-0,7	0,2								
Besoins totaux en charge d'alimentation	233,8	231,0	228,2	234,5	235,4	236,5	237,6	239,9	244,8	250,0
Excédent de l'offre intérieure par rapport aux besoins intérieurs										
Lourd	36,0	41,9	48,2	46,3	37,7	31,0	32,7	30,8	25,1	21,5
Léger et moyen	13,8	33,4	49,2	33,8	23,5	14,8	0,5	0,0	0,0	0,0
Total	49,8	75,3	97,4	80,1	61,2	45,8	33,2	30,8	25,1	21,5

Tableau A6-18 (suite)
Offre et demande de pétrole brut et d'équivalents pour le Canada

(milliers de mètres cubes par jour)	Scénario de prix bas									
	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1995	2000	2005
1. PÉTROLE BRUT LOURD										
Offre intérieure										
Production et capacité de production	49,2	54,0	64,4	63,1	54,7	48,3	50,2	47,3	42,8	40,5
Inventaire (accroisement)/réduction	0,3	3,1								
Offre intérieure totale	49,5	57,1	64,4	63,1	54,7	48,3	50,2	47,3	42,8	40,5
Besoins intérieurs en charge d'alimentation de sources indigènes										
Atlantique	0,2	0,2								
Québec	2,1	1,7	1,8	1,8	1,9	1,9	2,0			
Ontario	7,3	8,5	9,3	9,5	9,6	9,7	9,7	10,2	10,7	11,3
Est du Canada	9,6	10,4	11,1	11,3	11,5	11,6	11,7	10,2	10,7	11,3
Prairies & TNW	3,9	4,8	5,1	5,5	5,5	5,7	5,8	6,3	7,0	7,7
Colombie-Britanique & Yukon										
Ouest du Canada	3,9	4,8	5,1	5,5	5,5	5,7	5,8	6,3	7,0	7,7
Canada	13,5	15,2	16,2	16,8	17,0	17,3	17,5	16,5	17,7	19,0
Excédent de l'offre par rapport aux besoins intérieurs	36,0	41,9	48,2	46,3	37,7	31,0	32,7	30,8	25,1	21,5
2. PÉTROLE BRUT LÉGER ET MOYEN ET ÉQUIVALENTS										
Offre intérieure										
Production et capacité de production										
Côte Est										
Mer de Beaufort										
Ouest du Canada	194,3	193,6	204,3	194,1	184,0	176,0	162,5	122,6	100,3	81,0
Inventaire (accroissement)/réduction		3,0								
Offre intérieure totale	194,3	196,6	204,3	194,1	184,0	176,0	162,5	122,6	100,3	81,0
Besoins intérieurs en charge d'alimentation de sources indigènes										
Atlantique	8,7	2,3								
Québec	29,1	21,7	18,8	18,8	18,7	18,7	18,6			
Ontario	71,9	68,1	69,9	72,1	71,9	72,7	73,4	51,1	25,5	1,0
Est du Canada	109,7	92,1	88,7	90,9	90,6	91,4	92,0	51,1	25,5	1,0
Prairies & TNW	48,4	48,5	45,6	47,2	47,6	47,5	47,9	49,5	52,4	55,9
Colombie-Britanique & Yukon	22,4	22,6	20,8	22,2	22,3	22,3	22,1	22,0	22,3	22,3
Ouest du Canada	70,8	71,1	66,4	69,4	69,9	69,8	70,0	71,5	74,7	78,2
Canada	180,5	163,2	155,1	160,3	160,5	161,2	162,0	122,6	100,2	79,2
Excédent de l'offre par rapport aux besoins intérieurs	13,8	33,4	49,2	33,8	23,5	14,8	0,5	0,0	0,0	0,0

Tableau A6-18 (suite)
Offre et demande de pétrole brut et d'équivalents pour le Canada

(milliers de mètres cubes par jour)	Scénario de prix élevé									
PÉTROLE BRUT TOTAL	**1984**	**1985**	**1986**	**1987**	**1988**	**1989**	**1990**	**1995**	**2000**	**2005**
Offre intérieure										
Production et capacité de production										
Lourd	49,2	54,0	64,9	68,2	63,7	63,2	73,1	93,7	94,3	114,2
Pétrole brut léger et moyen et équivalents	194,3	193,6	205,0	194,7	185,8	178,1	165,3	132,5	149,8	128,2
Butanes des usines de gaz	2,8	2,8	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9	3,0	3,1	3,1
Autre matériel et pétrole partiellement raffiné	4,7	6,7	6,4	6,4	6,4	6,5	6,6	4,5	4,5	4,5
Inventaire en oléoduc (accroisement)/réduction	0,3	6,1								
Offre intérieure totale de pétrole brut et d'équivalents	251,3	263,2	279,2	272,2	258,8	250,7	247,9	233,7	251,7	250,0
Besoins intérieurs en charge d'alimentation										
Des sources indigènes:										
Lourd	13,5	15,2	16,2	16,8	17,0	17,3	17,5	16,5	17,7	19,0
Pétrole brut léger et moyen et équivalents	180,5	163,2	152,4	158,1	158,4	158,8	158,5	132,5	149,8	128,2
Butanes des usines de gaz										
Autre matériel et pétrole partiellement raffiné	7,5	9,5	9,3	9,3	9,3	9,4	9,5	7,5	7,6	7,6
De sources étrangères	33,0	42,9	46,5	47,5	48,0	48,0	48,0	73,8	59,1	83,8
Inventaire en raffinerie (accroissement)/réduction	-0,7	0,2								
Besoins totaux en charge d'alimentation	233,8	231,0	224,4	231,7	232,7	233,5	233,5	230,3	234,2	238,6
Excédent de l'offre intérieure par rapport aux besoins intérieurs										
Lourd	36,0	41,9	48,7	51,4	46,7	45,9	55,6	77,2	76,6	95,2
Léger et moyen	13,8	33,4	52,6	36,6	27,4	19,3	6,8	0,0	0,0	0,0
Total	49,8	75,3	101,3	88,0	74,1	65,2	62,4	77,2	76,6	95,2

Tableau A6-18 (suite)
Offre et demande de pétrole brut et d'équivalents pour le Canada

(milliers de mètres cubes par jour)	Scénario de prix élevé									
	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1995	2000	2005
1. PÉTROLE BRUT LOURD										
Offre intérieure										
Production et capacité de production	49,2	54,0	64,9	68,2	63,7	63,2	73,1	93,7	94,3	114,2
Inventaire (accroisement)/réduction	0,3	3,1								
Offre intérieure totale	49,5	57,1	64,9	68,2	63,7	63,2	73,1	93,7	94,3	114,2
Besoins intérieurs en charge d'alimentation de sources indigènes										
Atlantique	0,2	0,2								
Québec	2,1	1,7	1,8	1,8	1,9	1,9	2,0			
Ontario	7,3	8,5	9,3	9,5	9,6	9,7	9,7	10,2	10,7	11,3
Est du Canada	9,6	10,4	11,1	11,3	11,5	11,6	11,7	10,2	10,7	11,3
Prairies & TNW	3,9	4,8	5,1	5,5	5,5	5,7	5,8	6,3	7,0	7,7
Colombie-Britanique & Yukon										
Ouest du Canada	3,9	4,8	5,1	5,5	5,5	5,7	5,8	6,3	7,0	7,7
Canada	13,5	15,2	16,2	16,8	17,0	17,3	17,5	16,5	17,7	19,0
Excédent de l'offre par rapport aux besoins intérieurs	36,0	41,9	48,7	51,4	46,7	45,9	55,6	77,2	76,6	95,2
2. PÉTROLE BRUT LÉGER ET MOYEN ET ÉQUIVALENTS										
Offre intérieure										
Production et capacité de production										
Côte Est								3,5	17,5	17,5
Mer de Beaufort									17,5	17,5
Ouest du Canada	194,3	193,6	205,0	194,7	185,8	178,1	165,3	129,0	114,8	93,2
Inventaire (accroissement)/réduction		3,0								
Offre intérieure totale	194,3	196,6	205,0	194,7	185,8	178,1	165,3	132,5	149,8	128,2
Besoins intérieurs en charge d'alimentation de sources indigènes										
Atlantique	8,7	2,3						3,5	17,5	17,5
Québec	29,1	21,7	17,9	17,9	17,8	17,8	17,7			
Ontario	71,9	68,1	67,9	70,9	71,3	72,1	72,3	61,8	62,8	38,2
Est du Canada	109,7	92,1	85,8	88,8	89,1	89,9	90,0	65,3	80,3	55,7
Prairies & TNW	48,4	48,5	43,3	46,0	46,0	45,6	45,2	45,2	47,5	50,5
Colombie-Britanique & Yukon	22,4	22,6	23,3	23,3	23,3	23,3	23,3	22,0	22,0	22,0
Ouest du Canada	70,8	71,1	66,6	69,3	69,3	68,9	68,5	67,2	69,5	72,5
Canada	180,5	163,2	152,4	158,1	158,4	158,8	158,5	132,5	149,8	128,2
Excédent de l'offre par rapport aux besoins intérieurs	13,8	33,4	52,6	36,6	27,4	19,3	6,8	0,0	0,0	0,0

Annexe 7

Tableau A7-1

Données hitoriques - Production de liquides de gaz naturel - Canada

(Milliers de mètres cubes par jour)		1965	1966	1967	1968	1969	1970	1971	1972	1973	1974
Ethane	Usines de gaz[a]	-	-	-	,1	,3	,4	1,0	,9	1,1	1,7
Propane	Usines de gaz[a]	4,6	5,6	6,4	7,1	8,2	9,8	12,2	14,5	16,4	16,3
	Raffineries[b]	1,7	1,9	2,0	2,0	2,1	2,3	2,3	2,3	2,6	2,6
	Total	6,3	7,5	8,4	9,1	10,3	12,1	14,5	16,8	19,0	18,9
Butanes	Usines de gaz[a]	3,1	3,7	4,2	4,8	5,2	6,4	8,0	9,6	10,8	11,0
	Raffineries[b]	1,6	1,8	1,7	1,6	1,5	1,2	,7	,4	,7	,9
	Total	4,7	5,5	5,9	6,4	6,7	7,6	8,7	10,0	11,5	11,9
Pentanes Plus	Usines de gaz[a,c]	12,2	12,7	13,3	14,4	16,9	19,4	21,0	26,8	27,6	26,4

		1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984
Ethane	Usines de gaz[a]	1,7	1,5	1,8	4,8	10,8	13,1	13,8	12,7	13,9	16,6
Propane	Usines de gaz[a]	17,0	16,2	16,3	15,5	16,9	16,2	15,8	15,8	15,3	16,5
	Raffineries[b]	3,1	3,5	3,7	3,6	3,5	3,8	3,7	3,2	3,5	3,6
	Total	20,1	19,7	20,0	19,1	20,4	20,0	19,5	19,0	18,8	20,1
Butanes	Usines de gaz[a]	11,2	10,8	10,9	10,1	10,9	10,2	9,8	9,8	9,5	9,8
	Raffineries[b]	1,0	1,0	1,4	1,5	1,9	2,3	2,9	2,5	2,6	2,4
	Total	12,2	11,8	12,3	11,6	12,8	12,5	12,7	12,3	12,1	12,2
Pentanes Plus	Usines de gaz[a,c]	24,8	21,8	21,5	19,4	19,3	17,4	16,7	16,4	15,4	16,1

[a] Les données sur la production provinciale de LGN à partir d'usines de gaz ont été redressées à la hausse afin de tenir compte de chacune des composantes des liquides de gaz qui font partie des mélanges injectés comme fluides miscibles ou utilisés dans d'autres procédés d'injection. La production d'éthane aux fins de spécifications n'a commencé qu'en 1974.

[b] L'usage propre n'a pas été comptabilisé dans la production de raffinerie. Source: Statistiques Canada, 1965 - 1974; résumés des formulaires ONÉ 145, 1975 - 1984.

[c] Inclut la production de condensat sur place.

Tableau A7-2
Production de liquides de gaz naturel - Canada

(Milliers de mètres cubes par jour)

Scénario de prix bas

		1985	1986	1987	1988	1989	1990	1995	2000	2005
Ethane	Usines de gaz	17,5	22,2	25,4	27,2	28,1	26,6	23,6	16,2	8,6
Propane	Usines de gaz	16,9	17,1	17,6	18,9	20,4	19,4	16,6	13,1	7,5
	Raffineries	3,0	2,9	3,1	3,1	3,1	3,1	3,2	3,2	3,3
	Total	19,9	20,0	20,7	22,0	23,5	22,5	19,8	16,3	10,8
Butanes	Usines de gaz	9,7	9,8	9,9	10,5	11,3	10,8	9,1	7,2	4,3
	Raffineries	2,2	2,2	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,4	2,4
	Total	11,9	12,0	12,2	12,8	13,6	13,1	11,4	9,6	6,7
Pentanes Plus[a]	Usines de gaz	17,2	17,0	17,1	17,8	18,7	17,7	14,0	11,2	6,8

Scénario de prix élevé

		1985	1986	1987	1988	1989	1990	1995	2000	2005
Ethane	Usines de gaz	17,5	22,3	25,3	26,9	27,6	25,9	22,4	15,8	13,6
Propane	Usines de gaz	16,9	17,1	17,5	18,5	19,9	18,8	15,4	12,7	12,3
	Raffineries	3,0	2,9	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,1
	Total	19,9	20,0	20,5	21,5	22,9	21,8	18,4	15,7	15,4
Butanes	Usines de gaz	9,7	9,8	9,9	10,3	11,0	10,4	8,4	7,0	6,9
	Raffineries	2,2	2,1	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,3	2,3
	Total	11,9	11,9	12,1	12,5	13,2	12,6	10,6	9,3	9,2
Pentanes Plus[a]	Usines de gaz	17,2	17,0	17,1	17,6	18,3	17,2	13,1	10,9	10,8

[a] Inclut la production des condensats sur place.

Tableau A7-3
Production d'éthane des usines de gaz - Canada et provinces

(Mètres cubes par jour)

Scénario de prix bas

	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1995	2000	2005
Alberta									
Bonnie Glen (Texaco)	662	516	401	312	242	188	75	30	25
Elmworth (Cdn Hunter)*	347	898	1092	1091	978	859	524	207	114
Elmworth (Sulpetro)*	200	862	866	860	800	760	427	170	93
Judy Creek (Esso)*	35	2291	2795	2960	2657	2336	2838	2200	1700
Jumping Pound (Shell)	280	411	410	409	405	398	314	224	132
Kaybob South (Chevron)	0	268	1018	1139	1017	969	712	200	100
Nipisi (Amoco)*	35	31	28	25	22	20	11	7	4
Peco (Ocelot)*	0	136	270	270	270	270	270	150	85
Rainbow (Total)*	725	648	568	496	434	380	192	115	217
Swan Hills (Shell)*	30	30	27	25	24	22	16	12	10
Turner Valley(W. Decalta)	0	80	160	160	160	160	160	100	60
Waterton (Shell)	477	432	393	364	337	321	230	102	50
Wembley (Dome)	0	528	902	1002	1116	1088	1184	965	770
Autres	200	200	200	200	199	198	130	110	105
Total partiel	2791	7131	8930	9113	8462	7771	6953	4482	3360
Cochrane	5408	5559	5771	5741	5605	5076	3384	982	423
Edmonton Ethane	1172	1745	1810	1861	1900	1925	1954	1909	1836
Empress	7960	7630	8763	10307	11931	11624	11191	8710	2950
Total pour l'Alberta	17331	22065	25274	27022	27898	26396	23482	16083	8569
Total pour la Saskatchewan	121	170	170	170	170	170	130	91	65
Total pour le Canada	17452	22235	25444	27192	28068	26566	23612	16174	8634

[*] La totalité ou une partie de la production est sous forme de mélange d'éthane plus.

Scénario de prix élevé

	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1995	2000	2005
Alberta									
Usines de gaz									
Total partiel[a]	2791	7131	8930	9113	8462	7771	6953	4482	3360
Cochrane	5408	5559	5771	5741	5605	5076	3384	982	423
Edmonton Ethane	1172	1745	1810	1861	1900	1925	1954	1909	1836
Empress	7960	7653	8607	9971	11428	10989	9994	8295	7873
Total pour l'Alberta	17331	22088	25118	26686	27395	25761	22285	15668	13492
Total pour la Saskatchewan	121	170	170	170	170	170	130	91	65
Total pour le Canada	17452	22258	25288	26856	27565	25931	22415	15759	13557

[a] Voir les détails se rapportant au scénario de prix bas.

Tableau A7-4
Production de propane des usines de gaz - Canada et provinces

(Mètres cubes par jour)

Scénario de prix bas

	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1995	2000	2005
Total pour la Colombie-Britannique	189	475	495	545	565	575	440	460	515
Alberta									
Des usines existantes									
Acheson (ICG)	113	102	89	77	67	58	29	14	7
Ante Creek (Amoco)*	32	28	25	22	20	18	11	7	13
Bigoray (Chevron)*	30	36	35	31	26	21	6	2	0
Bonnie Glen (Texaco)	1177	995	839	711	608	525	278	212	60
Brazeau (Chevron)*	52	65	62	58	50	43	21	13	8
Brazeau (Petro-Canada, 2 usines)*	79	105	90	81	69	63	42	18	14
Brazeau (Wolcott)*	97	92	86	80	73	66	43	25	13
Campbell Namao (Norcen)	16	15	15	13	12	12	7	3	2
Caroline (toutes les usines)*	161	159	156	150	142	134	90	59	39
Carrot Creek (toutes les usines)*	50	52	51	51	50	49	47	45	30
Carson Creek (Mobil)	286	265	227	190	158	143	51	14	1
Carstairs (Home)	215	217	206	195	186	180	100	50	30
Cranberry (toutes les usines)*	118	116	113	110	108	106	77	46	27
Crossfield (Petrogas)	124	110	97	86	77	68	40	23	6
Elmworth (Cdn Hunter)*	131	301	394	369	334	286	172	74	41
Elmworth (Sulpetro)*	53	288	309	290	262	253	140	60	33
Ferrier (Amerada)	178	159	143	128	114	102	59	34	6
Ferrier (autres)*	44	40	36	32	28	24	15	9	6
Garrington (toutes les usines)*	80	63	41	36	30	21	5	0	0
Ghost Pine (Gulf)*	16	16	16	16	16	16	14	9	6
Gilby (toutes les usines)*	117	121	116	106	95	85	54	35	22
Harmattan Elkton (Cdn Sup)	365	450	505	494	483	477	400	192	85
Homeglen-Rimbey (Gulf)	972	835	682	574	492	429	240	236	195
Hussar (toutes les usines)*	81	81	81	81	81	81	81	67	47
Joffre (toutes les usines)*	16	15	14	11	11	10	7	4	3
Judy Creek (Esso)*	1390	1339	1236	1189	1130	1020	928	820	705
Jumping Pound (Shell)	162	163	163	162	161	158	125	88	51
Karr (Canadian Hunter)	72	142	184	184	183	182	177	138	66
Kaybob (Petro-Canada)*	113	136	121	109	98	89	50	27	16
Kaybob South (Chevron)*	428	353	289	248	202	148	29	10	7
Kaybob South (HBOG)*	379	330	260	213	165	100	0	0	0
Leduc-Woodbend (Esso)	48	45	40	37	32	28	0	0	0
Mitsue (Chevron)	97	0	0	0	210	194	131	86	56
Nevis (Gulf)	377	322	265	227	190	164	90	55	41
Nipisi (Amoco)*	56	50	45	40	36	32	21	13	6
Niton (Esso)*	27	28	28	27	27	26	25	24	20
Olds (Amerada)	50	50	50	50	50	50	40	21	13
Paddle R (Cities Service)*	122	101	85	70	58	48	15	8	4
Peco (Ocelot)*	98	101	99	96	93	89	75	36	18
Pembina (toutes les usines)	125	123	118	113	107	101	73	52	39
Quirk Creek (Esso)	55	117	85	149	130	110	75	43	22
Rainbow (toutes les usines)*	648	585	518	457	405	359	202	153	234
Redwater (Esso)	62	66	63	57	52	47	34	20	12
Ricinus (Amoco)	342	323	303	280	264	245	184	120	65
Simonette (Shell)*	32	35	30	25	22	18	12	6	4
Strachan (Gulf)	156	150	140	131	122	115	89	60	26
Swan Hills (Shell)*	61	61	58	55	51	48	35	25	16
Sylvan Lake (Chevron)	53	47	38	33	27	23	10	6	2
Sylvan Lake (HBOG)	89	78	72	65	58	53	28	10	5
Sylvan Lake (General American)	26	26	25	24	23	22	21	15	7
Turner Valley (W Decalta)	91	82	73	66	58	52	30	13	11
Twinning (Mobil)	26	25	24	22	21	20	16	11	6
Waterton (Shell)	352	314	287	261	238	208	175	80	40

Tableau A7-4 (suite)
Production de propane des usines de gaz - Canada et provinces

(Mètres cubes par jour)

Scénario de prix bas

	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1995	2000	2005
Wayne Rosedale(toutes les usines)	39	34	31	27	24	21	10	6	4
Willesden Green (Dome)	53	53	53	53	53	53	46	26	16
Willesden Green (Texaco)	23	22	21	20	19	18	14	11	9
Autres usines sur place	190	167	147	138	130	123	80	60	46
Total partiel	10445	10194	9379	8620	8031	7234	4869	3294	2261
Cochrane	1528	1571	1631	1622	1584	1434	956	277	120
Edmonton Ethane	561	821	857	981	1020	1006	910	818	726
Empress	3923	3760	4318	5079	5879	5729	5515	4290	1450
Production des usines sur place à partir des réserves non engagées et des additions aux réserves	0	0	670	1760	3080	3200	3730	3830	2290
Total pour l'Alberta	16457	16346	16855	18062	19594	18603	15980	12509	6847
Total pour la Saskatchewan	208	260	260	260	260	255	195	135	100
Total pour le Canada	16854	17081	17610	18867	20419	19433	16615	13104	7462

[*] La totalité ou une partie de la production est sous forme de mélange de LGN.

Scénario de prix élevé

	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1995	2000	2005
Total pour la Colombie-Britannique	189	470	490	535	560	570	405	430	450
Alberta									
Usines existantes sur place[a]	10445	10194	9379	8620	8031	7234	4869	3294	2261
Cochrane	1528	1571	1631	1622	1584	1434	956	277	120
Edmonton Ethane	561	821	857	981	1020	1006	910	818	726
Empress	3923	3772	4242	4914	5632	5415	4925	4088	3880
Production des usines sur place à partir de réserves non engagées et des additions aux réserves	0	0	615	1615	2835	2895	3155	3635	4770
Total pour l'Alberta	16457	16358	16724	17752	19102	17984	14815	12112	11757
Total pour la Saskatchewan	208	260	260	260	260	255	195	135	100
Total pour le Canada	16854	17088	17474	18547	19922	18809	15415	12677	12307

[a] Voir le tableau du scénario de prix bas pour plus de détails.

Tableau A7-5
Production de butanes des usines de gaz - Canada et provinces

(Mètres cubes par jour) — Scénario de prix bas

	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1995	2000	2005
Total pour la Colombie-Britannique	208	340	350	370	390	400	315	320	345
Alberta									
Des usines existantes									
Acheson (ICG)	60	56	49	43	38	34	19	10	5
Ante Creek (Amoco)*	22	20	18	16	14	13	8	5	9
Bigoray (Chevron)*	14	18	17	15	12	10	3	1	0
Bonnie Glen (Texaco)	786	643	536	449	381	325	166	119	33
Brazeau (Chevron)*	28	35	34	32	27	23	10	5	3
Brazeau (Petro-Canada, 2 usines)*	36	47	42	38	34	34	18	10	8
Brazeau (Wolcott)*	111	102	94	86	77	71	38	23	14
Campbell Namao (Norcen)	15	14	13	11	10	9	5	2	1
Caroline (toutes les usines)*	146	144	141	137	135	129	86	57	36
Carrot Creek (toutes les usines)*	32	31	30	29	28	27	24	22	14
Carson Creek (Mobil)	146	135	115	96	90	81	29	10	1
Carstairs (Home)	165	153	142	132	124	116	58	27	16
Cranberry (toutes les usines)*	75	74	72	70	69	68	50	29	18
Crossfield (Petrogas)	92	80	71	63	56	50	30	17	5
Elmworth (Cdn Hunter)*	55	126	167	156	140	120	73	31	17
Elmworth (Sulpetro)*	22	122	130	122	110	107	59	25	14
Ferrier (Amerada)	99	85	74	65	58	53	30	18	5
Ferrier (autres)*	38	34	30	27	25	23	13	8	5
Garrington (toutes les usines)*	44	36	26	21	15	11	3	0	0
Ghost Pine (Gulf)*	25	25	25	25	25	25	22	14	9
Gilby (toutes les usines)*	83	85	81	73	66	59	37	24	16
Harmattan Elkton (Cdn Sup)	267	369	359	349	339	343	290	140	62
Homeglen-Rimbey (Gulf)	524	455	363	298	249	211	109	105	90
Hussar (toutes les usines)*	65	65	65	65	65	65	65	53	37
Joffre (toutes les usines)*	14	13	10	10	9	7	5	3	2
Judy Creek (Esso)*	730	831	784	747	678	620	492	360	324
Jumping Pound (Shell)	140	141	141	141	140	138	111	79	46
Karr (Canadian Hunter)	29	58	75	75	74	74	72	55	27
Kaybob (Petro-Canada)*	95	114	101	91	82	74	41	23	15
Kaybob South (Chevron)*	448	377	312	268	221	165	38	15	10
Kaybob South (HBOG)*	411	345	280	228	185	135	0	0	0
Leduc-Woodbend (Esso)	38	35	32	29	26	23	0	0	0
Mitsue (Chevron)	62	0	0	0	135	125	84	55	36
Nevis (Gulf)	220	195	166	142	123	108	64	43	33
Nipisi (Amoco)*	45	41	36	32	29	26	15	9	4
Niton (Esso)*	27	30	29	29	29	28	28	27	20
Olds (Amerada)	35	35	35	35	35	35	28	16	10
Paddle R (Cities Service)*	67	56	47	39	33	27	9	5	2
Peco (Ocelot)*	49	51	50	49	48	46	39	19	9
Pembina (toutes les usines)	81	80	77	73	70	66	47	33	25
Quirk Creek (Esso)	42	96	70	122	100	92	50	28	16
Rainbow (toutes les usines)*	513	454	403	356	315	279	157	118	181
Redwater (Esso)	51	43	41	37	36	34	30	19	12
Ricinus (Amoco)	195	186	173	160	148	142	117	90	50
Simonette (Shell)*	22	22	19	16	13	10	6	3	2
Strachan (Gulf)	128	120	115	107	101	93	68	46	14
Swan Hills (Shell)*	31	31	29	28	26	24	17	13	8
Sylvan Lake (Chevron)	35	30	26	22	19	15	7	3	1
Sylvan Lake (HBOG)	48	47	39	37	32	28	18	6	3
Sylvan Lake (General American)	24	24	24	23	23	23	23	18	9
Turner Valley (W Decalta)	63	54	47	42	37	33	20	7	6
Twinning (Mobil)	10	10	9	8	8	8	6	4	3
Waterton (Shell)	291	258	235	214	193	172	152	70	34

Tableau A7-5 (suite)
Production de butanes des usines de gaz - Canada et provinces

(Mètres cubes par jour)

Scénario de prix bas

	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1995	2000	2005
Wayne Rosedale (toutes les usines)	38	33	30	26	24	21	11	6	4
Willesden Green (Dome)	45	45	45	45	45	45	44	26	13
Willesden Green (Texaco)	13	12	12	11	11	10	8	6	5
Autres usines sur place	105	90	80	73	69	65	44	31	23
Total partiel	7095	6911	6266	5733	5304	4798	3096	1991	1365
Cochrane	505	519	539	536	523	474	316	92	40
Edmonton Ethane	204	342	346	400	437	443	437	390	332
Empress	1583	1518	1743	2050	2374	2313	2226	1732	584
Production des usines sur place à partir des réserves non engagées et des additions aux réserves	0	0	500	1200	2100	2170	2535	2600	1560
Total pour l'Alberta	9387	9290	9394	9919	10738	10198	8610	6805	3881
Total pour la Saskatchewan	131	165	165	165	165	162	125	85	60
Total pour le Canada	9726	9795	9909	10454	11293	10760	9050	7210	4286

[*] La totalité ou une partie de la production est sous forme de mélange de LGN.

Scénario de prix élevé

	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1995	2000	2005
Total pour la Colombie-Britannique	208	335	345	370	385	390	300	305	315
Alberta									
Usines existantes sur place[a]	7095	6911	6266	5733	5304	4798	3096	1991	1365
Cochrane	505	519	539	536	523	474	316	92	40
Edmonton Ethane	204	342	346	400	437	443	437	390	332
Empress	1583	1523	1712	1984	2273	2186	1988	1650	1566
Production des usines sur place à partir de réserves non engagées et des additions aux réserves	0	0	480	1095	1925	1965	2145	2470	3240
Total pour l'Alberta	9387	9295	9343	9748	10462	9866	7982	6593	6543
Total pour la Saskatchewan	131	165	165	165	165	162	125	85	60
Total pour le Canada	9726	9795	9853	10283	11012	10418	8407	6983	6918

[a] Voir le tableau du scénario de prix bas pour plus de détails.

Tableau A7-6
Production de pentanes plus des usines de gaz - Canada et provinces

(Mètres cubes par jour)	Scénario de prix bas								
	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1995	2000	2005
	Des usines existantes								
	Colombie-Britannique[a]								
Total	375	388	396	411	430	450	365	367	379
	Alberta								
	Bow River Pipelines								
Empress (Petro-Canada)	280	250	305	305	305	305	305	305	79
Provost	42	39	36	33	31	29	20	14	10
Vulcan	25	22	19	17	15	13	7	4	2
Autres	43	41	38	35	32	26	21	16	13
Total	390	352	398	390	383	373	353	339	104
	Co-ed Pipe Line								
Caroline (Dome)	163	160	156	142	122	101	58	38	25
Cochrane	201	206	214	213	208	189	126	36	16
Edmonton Ethane	79	205	208	235	260	264	248	187	108
Empress (Dome)	348	326	353	477	609	584	549	399	159
Empress (Wolcott)	12	40	50	50	50	50	50	0	0
Ferrier (4 usines)	50	45	40	36	33	29	18	12	7
Garrington (4 usines)	34	30	26	23	20	15	8	0	0
Judy Creek (Esso)*	540	537	508	460	450	427	350	280	233
Leduc-Woodbend	47	39	32	26	22	18	0	0	0
Minnehik-Rosedale (Candel)	108	98	90	84	78	70	42	26	16
Pembina	193	193	191	182	177	169	132	105	81
Quirk Creek	60	131	95	166	150	140	98	54	28
Ricinus (Amoco)	275	250	230	210	201	185	115	80	25
Ricinus West (Canterra)	110	112	115	122	126	125	119	51	21
Strachan (Gulf)	457	424	402	352	327	302	215	146	35
Willesden Green (Dome)	33	33	33	33	33	33	29	18	11
Autres	28	23	17	16	15	14	10	7	5
Total	2738	2852	2760	2827	2881	2715	2167	1439	770
	Cremona Pipeline								
Burnt Timber (Shell)	31	31	31	31	31	30	19	12	8
Carstairs (Home)	294	275	250	217	200	190	95	45	25
Crossfield (Petrogas)	164	148	130	115	102	90	43	24	2
Crossfield East (Amoco)	17	17	17	17	17	17	11	7	5
Harmattan Elkton (Cdn Superior)	511	575	625	653	641	640	530	247	109
Lone Pine Creek (Cdn Sup)	17	16	15	13	12	11	6	4	2
Lone Pine Creek (HBOG)	111	143	179	174	159	144	89	55	34
Olds (Amerada)	68	69	67	65	64	62	49	30	18
Autres	22	22	21	20	20	19	15	8	5
Total	1235	1296	1335	1305	1246	1203	857	432	208
	Federated Pipe Lines								
Total	224	211	197	181	166	154	107	74	51

Tableau A7-6 (suite)
Production de pentanes plus des usines de gaz - Canada et provinces

(Mètres cubes par jour)

Scénario de prix bas

	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1995	2000	2005
Gibson Petroleum									
Acheson (ICG)	37	38	33	28	24	21	10	5	2
Paddle River	40	36	34	30	26	22	8	4	2
Wilson Creek (Amerada)	26	26	24	22	20	18	12	6	3
Total	103	100	91	80	70	61	30	15	7
Gulf Alberta Pipe Line									
Cessford (HBOG)	13	14	14	14	14	14	14	12	9
Ghost Pine (Gulf)*	42	42	43	44	44	44	37	23	14
Hussar (Canterra)	37	37	37	37	37	37	37	25	17
Nevis (Chevron)	14	13	12	11	10	9	6	4	2
Nevis (Gulf)	164	155	139	126	115	106	78	58	40
Wayne Rosedale (toutes les usines)	55	50	47	43	39	37	24	15	11
Autres	175	163	151	140	131	122	84	59	41
Total	500	474	443	415	390	369	280	196	134
Imperial Pipeline Excelsior									
Autres	2	2	2	2	1	1	1	1	1
Total	2	2	2	2	1	1	1	1	1
Imperial Pipe Line - Ellerslie									
Cainpbell Namao (Norcen)	15	13	12	11	9	5	2	0	0
Total	15	13	12	11	9	5	2	0	0
Imperial Pipe Line - Redwater									
Redwater	27	25	23	21	20	19	15	9	6
Total	27	25	23	21	20	19	15	9	6
Murphy Oil									
Total	2	2	2	2	2	2	1	1	1

Tableau A7-6 (suite)
Production de pentanes plus des usines de gaz - Canada et provinces

(Mètres cubes par jour) — Scénario de prix bas

	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1995	2000	2005
Peace River Oil Pipe Line									
Carson Creek (Mobil)	170	164	155	145	126	124	51	17	7
Dunvegan (Anderson)	144	130	115	100	91	83	60	35	23
Elmworth (Total)	132	254	304	283	257	233	136	57	32
Gold Creek	95	91	86	82	80	79	55	26	0
Greencourt	8	8	8	8	8	8	6	3	2
Josephine	33	47	49	49	49	49	38	18	10
Karr(Cdn Hunter)*	35	64	81	80	79	77	72	55	27
Kaybob (Petro-Canada)	106	135	129	122	118	115	8	45	26
Kaybob South (Chevron)*	1545	1379	1200	1128	846	637	173	68	44
Kaybob South (HBOG)*	946	920	880	870	700	560	0	0	0
Simonette (Shell)	55	50	45	38	27	22	15	8	4
Sinclair (Dome)	54	45	33	25	19	6	3	0	0
Sturgeon Lake South	69	68	61	55	49	45	27	16	10
Wapiti	90	86	80	74	69	64	45	31	22
Whitecourt	21	21	21	21	21	21	20	12	8
Windfall	276	230	169	125	97	73	29	15	10
Autres	91	85	78	75	70	64	43	31	26
Total	3870	3777	3494	3280	2706	2260	781	437	251
Pembina Pipe Line									
Brazeau (Canterra)	41	44	43	39	36	33	22	16	10
Brazeau (HBOG)	133	152	169	166	164	161	98	60	37
Brazeau (Petro-Canada, 2 usines)*	217	401	380	356	342	327	256	195	143
Brazeau (Wolcott)	1220	1146	1077	980	895	814	508	317	170
Carrot Creek (Amoco & Sabine)*	24	25	25	25	25	25	24	23	17
Leaman (Dome)*	14	14	13	12	11	10	7	4	2
Niton (Esso)	38	36	36	35	35	35	34	34	25
Peco (Ocelot)*	77	76	73	71	69	65	56	27	13
Pembina	392	392	388	370	360	343	267	212	163
Rosevear (Shell)	29	29	29	29	29	29	22	14	8
Rosevear (Suncor)	20	20	20	20	20	20	13	9	6
Willesden Green (2 usines)	19	18	17	16	16	15	15	9	7
Autres	53	53	46	44	40	34	21	13	6
Total	2277	2406	2316	2163	2042	1911	1343	933	607
Rainbow Pipe Line									
Cranberry (Dome)	400	493	483	471	462	455	366	201	120
Cranberry (Shell)	33	40	40	40	37	34	22	13	8
Mitsue (Chevron)	32	0	0	0	77	71	48	32	21
Nipisi (Amoco)*	25	22	20	18	16	14	8	4	2
Rainbow (Total)*	541	508	465	428	396	368	224	170	306
Total	1031	1063	1008	957	988	942	668	420	457

Tableau A7-6 (suite)
Production de pentanes plus des usines de gaz - Canada et provinces

(Mètres cubes par jour)	Scénario de prix bas								
	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1995	2000	2005
Rangeland Pipe Line									
Caroline (Citadel & HBOG)	117	132	130	129	128	126	84	56	38
Ferrier (Amerada)	75	70	60	54	48	43	25	15	3
Gilby (Chevron)*	24	24	23	21	19	17	10	6	3
Gilby (Petro-Canada)*	53	63	63	63	57	51	34	24	17
Gilby (autres)	22	20	19	18	16	14	10	6	5
Innisfail (Shell)	29	23	18	14	11	9	3	0	0
Sylvan Lake (Chevron)	25	22	19	17	15	13	7	4	2
Sylvan Lake (Gen American)	40	40	39	39	38	38	35	25	12
Sylvan Lake (HBOG)	46	43	40	35	30	26	16	8	3
Twinning (Mobil)	17	17	15	14	13	12	10	7	5
Waterton (Shell)	999	850	735	646	577	519	360	150	80
Wimborne (Mobil)	30	28	26	23	20	18	10	6	4
Autres	38	35	33	31	29	27	18	13	9
Total	1515	1367	1220	1104	1001	913	622	320	181
Rimbey Pipe Line									
Bonnie Glen (Texaco)	748	671	576	500	436	385	228	188	53
Homeglen-Rimbey (Gulf)	684	560	430	340	300	251	125	105	90
Total	1432	1231	1006	840	736	636	353	293	143
Texaco Canada Resources									
Autres	2	2	2	2	1	1	1	1	1
Total	2	2	2	2	1	1	1	1	1
Valley Pipe Line									
Gilby (Texaco)	47	45	42	38	33	30	17	10	6
Jumping Pound (Shell)	401	385	370	365	355	340	268	192	110
Turner Valley (West Decalta)	50	44	38	34	30	27	15	4	3
Wildcat Hills (Petro-Canada)	64	64	64	64	64	63	38	23	14
Total	515	493	472	463	449	430	321	219	127
Camions et wagon-citernes									
Edson (HBOG)	180	151	149	140	130	119	70	41	24
Sundance (Dome)	34	25	19	14	10	8	2	0	0
Autres	250	225	204	196	178	165	96	67	46
Total	464	401	372	350	318	292	168	108	70
Condensat produit sur place									
Total	416	402	440	485	530	525	450	370	163
Total partiel	16758	16469	15593	14878	13939	12812	8520	5607	3282

Tableau A7-6 (suite)
Production de pentanes plus des usines de gaz - Canada et provinces

(Mètres cubes par jour)

Scénario de prix bas

	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1995	2000	2005
Production des usines sur place à partir des réserves non engagées et des additions aux réserves	0	0	1010	2400	4180	4340	5070	5200	3120
Total pour l'Alberta	16758	16469	16603	17278	18119	17152	13590	10807	6402
Saskatchewan[a]									
Total	97	115	115	115	115	112	85	60	45
Canada									
Total pour le Canada	17230	16972	17114	17804	18664	17714	14040	11234	6826

Scénario de prix élevé

	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1995	2000	2005
Total pour la Colombie-Britannique	375	388	395	410	420	435	350	355	360
Alberta									
Bow River Pipelines	390	352	398	390	383	373	353	339	355
Co-ed Pipe Line	2738	2854	2747	2800	2840	2663	2070	1405	957
Cremona Pipeline	1235	1296	1335	1305	1246	1203	857	432	208
Federated Pipe Lines	224	211	197	181	166	154	107	74	51
Gibson Petroleum	103	100	91	80	70	61	30	15	7
Gulf Alberta Pipe Line	500	474	443	415	390	369	280	196	134
Imperial Pipeline Excelsior	2	2	2	2	1	1	1	1	1
Imperial Pipeline Ellerslie	15	13	12	11	9	5	2	0	0
Imperial Pipeline Redwater	27	25	23	21	20	19	15	9	6
Murphy Oil	2	2	2	2	2	2	1	1	1
Peace River Oil Pipe Line	3870	3777	3494	3280	2706	2260	781	437	251
Pembina Pipe Line	2277	2406	2316	2163	2042	1911	1343	933	607
Rainbow Pipe Line	1031	1063	1008	957	988	942	668	420	457
Rangeland Pipe Line	1515	1367	1220	1104	1001	913	622	320	181
Rimbey Pipe Line	1432	1231	1006	840	736	636	353	293	143
Texaco Canada Resources	2	2	2	2	1	1	1	1	1
Valley Pipe Line	515	493	472	463	449	430	321	219	127
Camions et wagon-citernes	464	401	372	350	318	292	168	108	70
Condensat produit sur place	416	403	437	478	520	509	421	364	364
Total partiel pour l'Alberta	16758	16472	15577	14844	13888	12744	8394	5567	3921
Production des usines sur place à partir des réserves non engagées et des additions aux réserves	0	0	970	2190	3850	3930	4290	4940	6500

Tableau A7-6 (suite)
Production de pentanes plus des usines de gaz - Canada et provinces

(Mètres cubes par jour)	Scénario de prix élevé								
	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1995	2000	2005
Total pour l'Alberta	16758	16472	16547	17034	17738	16674	12684	10507	10421
Total pour la Saskatchewan[a]	97	115	115	115	115	112	85	60	45
Total pour le Canada	17230	16975	17057	17559	18273	17221	13119	10922	10826

[*] La totalité ou une partie de la production est sous forme de mélange de LGN.
[a] Inclut le condensat produit sur place.

Tableau A7-7
Production de propane des raffineries - Canada et provinces

(Mètres cubes par jour)

Scénario de prix bas

	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1995	2000	2005
Atlantique	215	230	234	240	239	239	239	239	257
Québec	726	695	695	695	695	695	730	730	730
Ontario	795	789	822	834	841	849	849	851	848
Prairies	913	871	914	915	914	922	960	1024	1093
Colombie-Britannique	383	359	385	389	387	383	383	389	387
Total pour le Canada	3032	2944	3050	3073	3076	3088	3161	3233	3315

Scénario de prix élevé

	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1995	2000	2005
Atlantique	215	220	229	234	235	234	218	227	233
Québec	726	680	680	682	680	680	680	682	680
Ontario	795	789	821	828	836	838	830	833	830
Prairies	913	818	869	870	864	861	869	919	977
Colombie-Britannique	383	403	403	404	403	403	382	383	382
Total pour le Canada	3032	2910	3002	3018	3018	3016	2979	3044	3102

Nota: L'usage propre n'a pas été comptabilisé dans la production des raffineries.

Tableau A7-8
Production de butanes des raffineries - Canada et provinces

(Mètres cubes par jour)

Scénario de prix bas

	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1995	2000	2005
Atlantique	90	97	99	101	101	101	101	101	108
Québec	576	551	551	551	551	551	579	579	579
Ontario	718	712	742	754	760	767	767	768	766
Prairies	670	638	670	670	669	677	702	750	801
Colombie-Britannique	194	181	194	196	195	193	193	196	195
Total pour le Canada	2248	2179	2256	2272	2276	2289	2342	2394	2449

Scénario de prix élevé

	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1995	2000	2005
Atlantique	90	92	96	99	99	98	92	95	98
Québec	576	539	539	540	539	539	539	540	539
Ontario	718	714	742	749	756	757	751	753	751
Prairies	670	600	638	639	634	632	638	674	717
Colombie-Britannique	194	204	204	204	204	204	193	194	193
Total pour le Canada	2248	2149	2219	2231	2232	2230	2213	2256	2298

Nota: L'usage propre n'a pas été comptabilisé dans la production des raffineries.

Tableau A7-9
Demande pour utilisation finale d'éthane, propane et butanes par secteur - Canada

(Pétajoules)	Scénario de prix bas									
	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1995	2000	2005
Éthane										
Résidentiel	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Commercial	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Pétrochimique	54,4	72,0	76,0	80,0	80,4	80,8	81,2	99,6	126,3	126,3
Autres industriels	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Transport	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Utilisation finale globale	54,4	72,0	76,0	80,0	80,4	80,8	81,2	99,6	126,3	126,3
Propane										
Résidentiel	34,4	34,2	34,6	35,0	35,4	35,6	35,8	37,2	39,3	41,3
Commercial	16,4	16,3	16,8	17,4	17,9	18,2	18,5	20,9	24,0	27,2
Pétrochimique	13,5	16,3	18,3	22,0	25,7	28,5	34,4	36,0	36,0	36,0
Autres industriels	10,8	10,9	11,3	11,6	11,9	12,2	12,4	14,1	15,9	18,7
Transport	12,4	14,0	14,6	15,2	15,8	16,4	17,0	18,0	19,0	20,0
Utilisation finale globale	87,4	91,8	95,6	101,1	106,7	111,0	118,0	126,2	134,2	143,1
Butanes										
Résidentiel	0,0	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Commercial	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Pétrochimique	9,6	11,5	13,5	19,3	23,4	26,1	24,9	26,0	26,0	26,0
Autres industriels	1,6	1,5	1,5	1,5	1,6	1,6	1,6	1,9	2,1	2,4
Transport	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Utilisation finale globale	11,2	13,1	15,1	20,9	25,1	27,8	26,6	28,0	28,2	28,5

	Scénario de prix élevé									
	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1995	2000	2005
Ethane										
Résidentiel	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Commercial	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Pétrochimique	54,4	72,0	76,0	80,0	80,4	80,8	81,2	99,6	126,3	126,3
Autres industriels	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Transport	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Utilisation finale globale	54,4	72,0	76,0	80,0	80,4	80,8	81,2	99,6	126,3	126,3
Propane										
Résidentiel	34,4	34,2	34,4	34,7	34,7	34,7	34,5	35,0	36,8	38,8
Commercial	16,4	16,3	16,8	17,2	17,5	17,7	17,9	19,7	22,4	25,0
Pétrochimique	13,5	16,3	18,3	22,0	25,7	28,5	34,4	36,0	36,0	36,0
Autres industriels	10,8	10,9	11,4	11,6	11,9	12,2	12,3	13,9	15,5	17,9
Transport	12,4	14,0	15,2	16,4	17,6	18,8	20,0	23,5	27,1	30,5
Utilisation finale globale	87,4	91,8	96,1	101,9	107,4	111,8	119,1	128,1	137,8	148,2
Butanes										
Résidentiel	0,0	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Commercial	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Pétrochimique	9,6	11,5	13,5	19,3	23,4	26,1	24,9	26,0	26,0	26,0
Autres industriels	1,6	1,5	1,5	1,6	1,6	1,6	1,7	1,9	2,1	2,4
Transport	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Utilisation finale globale	11,2	13,1	15,1	21,0	25,1	27,8	26,7	28,0	28,2	28,5

Tableau A7-10
Offre et demande en éthane - Canada

(Milliers de mètres cubes par jour)

Scénario de prix bas

	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995
Offre											
Total	17,5	22,2	25,4	27,2	28,1	26,6	25,5	24,7	24,2	23,9	23,6
Demande											
Besoins en fluides miscibles[a]	3,4	9,8	11,8	12,8	11,4	9,8	5,7	5,4	5,3	3,5	2,0
Autres besoins canadiens	10,7	11,3	11,9	12,0	12,1	12,1	12,2	12,3	12,4	12,5	14,9
Total	14,1	21,1	23,7	24,8	23,5	21,9	17,9	17,7	17,7	16,0	16,9
Exportations potentielles	3,4	1,1	1,7	2,4	4,6	4,7	7,6	7,0	6,5	7,9	6,7

	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Offre										
Total	21,9	20,1	18,9	18,2	16,2	14,2	12,4	11,0	9,7	8,6
Demande										
Besoins en fluides miscibles[a]	,6	,0	,0	,0	,0	,0	,0	,0	,0	,0
Autres besoins canadiens	17,8	18,5	18,8	18,8	18,8	18,8	18,8	18,8	18,8	18,8
Total	18,4	18,5	18,8	18,8	18,8	18,8	18,8	18,8	18,8	18,8
Exportations potentielles	3,5	1,6	,1	-,6	-2,6	-4,6	-6,4	-7,8	-9,1	-10,2

Scénario de prix élevé

	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995
Offre											
Total	17,5	22,3	25,3	26,9	27,6	25,9	24,7	23,8	23,2	23,1	22,4
Demande											
Besoins en fluides miscibles[a]	3,4	9,8	11,8	14,0	15,5	13,8	12,5	11,5	10,8	10,6	7,5
Autres besoins canadiens	10,7	11,3	11,9	12,0	12,1	12,1	12,2	12,3	12,4	12,5	14,9
Total	14,1	21,1	23,7	26,0	27,6	25,9	24,7	23,8	23,2	23,1	22,4
Exportations potentielles	3,4	1,2	1,6	,9	,0	,0	,0	,0	,0	,0	,0

	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Offre										
Total	20,5	18,6	17,3	16,5	15,8	15,6	15,5	15,2	14,5	13,8
Demande										
Besoins en fluides miscibles[a]	6,3	5,1	3,9	2,7	1,5	,0	,0	,0	,0	,0
Autres besoins canadiens	17,8	18,5	18,8	18,8	18,8	18,8	18,8	18,8	18,8	18,8
Total	24,1	23,6	22,7	21,5	20,3	18,8	18,8	18,8	18,8	18,8
Exportations potentielles	-3,6	-5,0	-5,4	-5,0	-4,5	-3,2	-3,3	-3,6	-4,3	-5,2

Nota:[a] Les besoins en fluides miscibles sont les besoins nets, après avoir tenu compte des fluides reproduits des projets d'hydrocarbures miscibles.

Tableau A7-11
Offre et demande en propane - Canada

(Milliers de mètres cubes par jour)

Scénario de prix bas

	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995
Offre											
Total	19,9	20,0	20,7	22,0	23,5	22,5	21,7	20,9	20,4	20,3	19,8
Demande											
Besoins en fluides miscibles[a]	2,6	2,7	2,9	3,2	2,8	2,4	2,0	1,6	1,2	,8	,4
Autres besoins canadiens	9,9	10,3	10,9	11,5	11,9	12,7	12,9	13,1	13,2	13,4	13,5
Total	12,5	13,0	13,8	14,7	14,7	15,1	14,9	14,7	14,4	14,2	13,9
Exportations potentielles	7,4	7,0	6,9	7,3	8,8	7,4	6,8	6,2	6,0	6,1	5,9

	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Offre										
Total	19,0	18,1	17,6	17,4	16,3	14,9	13,6	12,6	11,6	10,8
Demande										
Besoins en fluides miscibles[a]	,1	,0	,0	,0	,0	,0	,0	,0	,0	,0
Autres besoins canadiens	13,7	13,9	14,0	14,2	14,4	14,6	14,8	15,0	15,2	15,4
Total	13,8	13,9	14,0	14,2	14,4	14,6	14,8	15,0	15,2	15,4
Exportations potentielles	5,2	4,2	3,6	3,2	1,9	,3	-1,2	-2,4	-3,6	-4,8

Scénario de prix élevé

	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995
Offre											
Total	19,9	20,0	20,5	21,5	22,9	21,8	20,8	19,9	19,3	19,1	18,4
Demande											
Besoins en fluides miscibles[a]	2,6	2,7	2,9	3,5	4,0	4,3	3,4	3,1	3,0	2,4	2,0
Autres besoins canadiens	9,9	10,3	10,9	11,5	12,0	12,8	13,0	13,2	13,4	13,5	13,7
Total	12,5	13,0	13,8	15,0	16,0	17,1	16,4	16,3	16,4	15,9	15,7
Exportations potentielles	7,4	7,0	6,7	6,5	6,9	4,7	4,4	3,6	2,9	3,2	2,7

	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Offre										
Total	17,5	16,5	16,0	15,8	15,7	15,9	16,2	16,2	15,9	15,4
Demande										
Besoins en fluides miscibles[a]	1,7	1,4	1,0	,7	,4	,0	,0	,0	,0	,0
Autres besoins canadiens	13,9	14,1	14,3	14,6	14,8	15,0	15,2	15,4	15,7	15,9
Total	15,6	15,5	15,3	15,3	15,2	15,0	15,2	15,4	15,7	15,9
Exportations potentielles	1,9	1,0	,7	,5	,5	,9	1,0	,8	,2	-,5

[a] Les besoins en fluides miscibles sont les besoins nets, après avoir tenu compte des fluides reproduits des projets d'hydrocarbures miscibles.

Tableau A7-12
Offre et demande en butanes - Canada

(Milliers de mètres cubes par jour)

Scénario de prix bas

	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995
Offre											
Total	11,9	12,0	12,2	12,8	13,6	13,1	12,5	12,1	11,8	11,7	11,4
Demande											
Besoins en fluides miscibles[a]	,9	1,0	1,1	1,2	1,0	,9	,7	,6	,4	,3	,2
Autres besoins canadiens	4,2	4,3	4,9	5,3	5,6	5,5	5,5	5,7	5,7	5,7	5,8
Total	5,1	5,3	6,0	6,5	6,6	6,4	6,2	6,3	6,1	6,0	6,0
Exportations potentielles	6,8	6,7	6,2	6,3	7,0	6,7	6,3	5,8	5,7	5,7	5,4

	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Offre										
Total	10,9	10,6	10,3	10,2	9,6	8,9	8,2	7,6	7,1	6,7
Demande										
Besoins en fluides miscibles[a]	,1	,0	,0	,0	,0	,0	,0	,0	,0	,0
Autres besoins canadiens	5,8	5,8	5,9	5,9	5,9	6,0	6,0	6,0	6,1	6,1
Total	5,9	5,8	5,9	5,9	5,9	6,0	6,0	6,0	6,1	6,1
Exportations potentielles	5,0	4,8	4,4	4,3	3,7	2,9	2,2	1,6	1,0	,6

Scénario de prix élevé

	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995
Offre											
Total	11,9	11,9	12,1	12,5	13,2	12,6	12,0	11,5	11,1	11,0	10,6
Demande											
Besoins en fluides miscibles[a]	,9	1,0	1,1	1,3	1,4	1,5	1,2	1,1	1,1	,9	,7
Autres besoins canadiens	4,2	4,3	4,9	5,2	5,5	5,4	5,4	5,5	5,5	5,5	5,5
Total	5,1	5,3	6,0	6,5	6,9	6,9	6,6	6,6	6,6	6,4	6,2
Exportations potentielles	6,8	6,6	6,1	6,0	6,3	5,7	5,4	4,9	4,5	4,6	4,4

	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Offre										
Total	10,1	9,6	9,4	9,3	9,3	9,4	9,6	9,6	9,5	9,2
Demande										
Besoins en fluides miscibles[a]	,6	,5	,4	,3	,1	,0	,0	,0	,0	,0
Autres besoins canadiens	5,5	5,5	5,5	5,5	5,6	5,6	5,6	5,6	5,6	5,6
Total	6,1	6,0	5,9	5,8	5,7	5,6	5,6	5,6	5,6	5,6
Exportations potentielles	4,0	3,6	3,5	3,5	3,6	3,8	4,0	4,0	3,9	3,6

Nota:[a] Les besoins en fluides miscibles sont les besoins nets, après avoir tenu compte des fluides reproduits des projets d'hydrocarbures miscibles.

ANNEXE 8

Tableau A8-1

Données historiques - Production, importations et exportations de charbon - Canada

(Mégatonnes)

	1965	1966	1967	1968	1969	1970	1971	1972	1973	1974
Production										
Bitumineux	6,3	6,1	6,1	5,4	5,0	8,0	9,7	11,4	12,3	12,5
Subbitumineux	2,3	2,3	2,4	2,7	2,9	3,6	4,0	4,5	4,5	5,1
Lignite	1,9	1,9	1,8	2,0	1,8	3,5	3,0	3,0	3,7	3,5
Total	10,5	10,3	10,3	10,2	9,7	15,1	16,7	18,8	20,5	21,1
Importations	14,8	14,8	14,4	15,7	15,6	17,6	16,2	16,8	15,1	12,4
Exportations	1,1	1,1	1,2	1,3	1,3	4,0	7,0	8,6	10,3	10,5

	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984
Production										
Bitumineux	15,8	14,4	15,3	17,1	18,4	20,2	21,7	22,3	22,6	32,1
Subbitumineux	6,0	6,4	7,9	8,3	9,6	10,5	11,6	13,0	14,5	15,4
Lignite	3,5	4,7	5,5	5,1	5,0	6,0	6,8	7,5	7,8	9,9
Total	25,3	25,5	28,7	30,5	33,0	36,7	40,1	42,8	44,8	57,4
Importations	15,8	14,6	15,4	14,1	17,5	15,9	14,8	15,8	14,7	18,4
Exportations	11,4	11,9	12,4	14,0	13,7	15,3	15,7	16,0	17,0	25,1

Source: Guide statistique de l'énergie, Energie, Mines et Ressources.

Tableau A8-2
Estimations des ressources canadiennes en charbon (1984)

(Mégatonnes)

Région	Rang du charbon[a]	Ressources d'intérêt immédiat			Ressources d'intérêt futur		
		Mesurées	Indiquées	Déduites	Mesurées	Indiquées	Déduites
		(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)
Nouvelle-Ecosse[c]							
Sydney	bhtmv	156 [b]	1428 [q]	719	-	-	-
Autres	bhtmv	48	41	38	3	50	128
Sous-total		204	1469	757	3	50	128
Nouveau-Brunswick[d]							
Minto	bhtmv	6	13	-	-	-	-
Autres	bhtmv	14	14	1	-	-	-
Sous-total		20	27	1	-	-	-
Ontario[e]	lig	218	-	-	-	-	-
Saskatchewan[f]							
Estevan	lig	283	497	437	41	519	6998
Willow Bunch	lig	747	1044	1420	68	1704	10388
Wood Mountain	lig	278	733	1114	44	1447	5665
Cypress	lig	162	407	465	8	243	461
Sous-total		1470	2681	3436	161	3913	23512
Alberta[g]							
Plaines	sub (et un peu de bhtmv-lig)	41860 [h]	- [i]	- [j]	-	-	1750000 [m]
Avant-Monts	bhtmv	2490	-	5010 [k]	-	-	7500 [n]
Montagnes	bftmv-bmtmv (et un peu de bhtmv)	7760	-	6740 [l]	-	-	14500 [o]
Sous-total		52110	-	11750	-	-	1772000
Colombie-Britannique[p]							
Sud-Est	bftmv-bmtmv	6286	9436	36317	-	-	-
Nord-Est	bftmv-bmtmv	996	462	7719	-	-	-
Autres	surtout lig (et un peu de sub-bhtmv)	1845	91	7439	-	-	-
Sous-total		9127	9989	51475	-	-	-
Total canadien	lig	3533	2772	10875	161	3913	23512
	sub	41860	-	-	-	-	1750000
	bhtmv	2714	1496	5768	3	50	7628
	bftmv-bmtmv	15042	9898	50776	-	-	14500
	total	63149	14166	67419	164	3963	1795640

[a] lig = lignite; sub = subbitumineux; bhtmv = bitumineux à haute teneur en matières volatiles; bmtmv = bitumineux à teneur moyenne en matières volatiles; bftmv = bitumineux à faible teneur en matières volatiles.
[b] Ressources tirées du rapport ER79-9 moins les volumes extraits des mines entre 1978 et 1982.
[c] Selon un programme fédéral-provincial de forage et des données fournies par la Corporation de développement du Cap Breton.
[d] Basé sur des renseignements obtenus auprès du ministère des Ressources naturelles du Nouveau-Brunswick et du "New Brunswick Coal Ltd.".
[e] Selon une étude du ministère de l'Energie, des Mines et des Ressources (le Ministère).
[f] Basé sur un programme fédéral-provincial d'évaluation des ressources houillères effectué en 1978, moins la production jusqu'en 1984.
[g] Dans le cas de l'Alberta, les estimations proviennent du rapport 84-31 publié par l'"Energy Resources Conservation Board" (ERCB). L'étude de Williams et Murphy (1981) démontre que le estimations faites par l' ERCB jusqu'à la fin de 1980 sont très conservatrices en ce qui a trait aux ressources des Plaines. Ainsi, l' ERCB admet que des ressources en charbon six fois supérieures aux estimations antérieures sont acceptables. Les paramètres, la méthodologie d'évaluation et la terminologie adoptés par l'ERCB diffèrent de ceux utilisés par le Ministère. Pour les fins du présent tableau,il a fallu apporter les ajustements suivants:
  [h] Les "ressources établies" de l'ERCB deviennent les "ressources mesurées" du Ministère. Il est reconnu que ces chiffres renferment certaines quantités indéterminées de ressources que le Ministère qualifiera t d' "indiquées".
  [i] Le système de classification de l'ERCB ne contient pas de catégorie comparable à celle des "ressources indiquées" du Ministère.
  [j] Le système de classification de l'ERCB ne contient pas de catégorie comparable à celle des "ressources déduites d'intérêt immédiat" du Ministère.
  [k] Représente la différence entre la moitié des "ressources totales" (15 gigatonnes) et les "ressources établies" (2.26 gigatonnes) telles qu'établies par l'ERCB.
  [l] Représente la différence entre la moitié des "ressources totales" (29 gigatonnes) et les "ressources établies" (7.76 gigatonnes) telles qu'établies par l'ERCB.
  [m] Se rapporte aux ressources identifiées par Williams et Murphy (1981); elles correspondent aux cinq catégories d'"indices de confiance" pour les couches de charbon ayant au moins 2 mètres d'épaisseur et enfouies à des profondeurs d'au moins 150 mètres mais ne dépassant pas 500 mètres.
  [n] Représente la moitié des "ressources totales" estimées par l'ERCB (15 gigatonnes).
  [o] Représente la moitié des "ressources totales" estimées par l'ERCB (29 gigatonnes).
[p] Selon des évaluations du Ministère, du ministère des Mines et des Ressources pétrolières de la Colombie-Britannique, ainsi que de la "British Columbia Hydro".
[q] Ressources "démontrées" selon Hacquebard (1983) moins les "ressources mesurées" extraites du rapport ER79-9.

Source: Les données sur les ressources ont été fournies par la Commission géologique du Canada à l'Association canadienne du charbon qui les a publiées dans "1986, Review and Directory" en 1986.

Tableau A8-3
Offre et demande de charbon - Canada

(Mégatonnes)

Scénario de prix bas

		1985	1986	1987	1988	1989	1990	1995	2000	2005
Production	Thermique	36,5	34,9	35,2	34,6	35,6	37,7	47,7	58,8	69,7
	Métallurgique	24,4	22,6	22,6	22,6	22,6	22,6	25,0	27,6	30,5
	Total	60,9	57,5	57,8	57,2	58,2	60,3	72,7	86,4	100,2
Importations	Thermique	8,6	7,7	7,1	5,4	5,5	5,1	6,1	11,8	15,3
	Métallurgique	6,3	7,9	8,3	8,5	8,7	8,6	9,4	10,5	12,1
	Total	14,9	15,6	15,4	13,9	14,2	13,7	15,5	22,3	27,4
Demande au pays	Thermique	41,7	37,6	37,1	34,7	35,6	37,1	47,2	63,0	76,2
	Métallurgique	6,3	8,0	8,4	8,6	8,8	8,7	9,6	10,7	12,3
	Total	48,0	45,6	45,5	43,3	44,4	45,8	56,8	73,7	88,5
Exportations	Thermique	4,9	5,0	5,2	5,3	5,5	5,7	6,6	7,6	8,8
	Métallurgique	22,5	22,5	22,5	22,5	22,5	22,5	24,8	27,4	30,3
	Total	27,4	27,5	27,7	27,8	28,0	28,2	31,4	35,0	39,1

Scénario de prix élevé

		1985	1986	1987	1988	1989	1990	1995	2000	2005
Production	Thermique	36,5	34,8	35,1	34,7	35,7	38,3	49,9	60,6	70,0
	Métallurgique	24,4	22,7	22,6	22,7	22,7	22,7	24,9	27,6	30,5
	Total	60,9	57,5	57,7	57,4	58,4	61,0	74,8	88,2	100,5
Importations	Thermique	8,6	7,2	6,4	4,7	4,2	4,0	5,2	9,5	11,7
	Métallurgique	6,3	7,8	8,1	8,2	8,4	8,3	8,9	9,6	10,8
	Total	14,9	15,0	14,5	12,9	12,6	12,3	14,1	19,1	22,5
Demande au pays	Thermique	41,7	37,0	36,3	34,1	34,4	36,6	48,5	62,5	72,9
	Métallurgique	6,3	8,0	8,2	8,4	8,6	8,5	9,0	9,8	11,0
	Total	48,0	45,0	44,5	42,5	43,0	45,1	57,5	72,3	83,9
Exportations	Thermique	4,9	5,0	5,2	5,3	5,5	5,7	6,6	7,6	8,8
	Métallurgique	22,5	22,5	22,5	22,5	22,5	22,5	24,8	27,4	30,3
	Total	27,4	27,5	27,7	27,8	28,0	28,2	31,4	35,0	39,1